

2019-I01-033226



PERÚ | Ministerio del Ambiente | Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA

ACTA DE NOTIFICACIÓN TUO LEY Nº 27444 N° 2616-2019-OEFA/CD

Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444 -

Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo Nº 004-2019-JUS

DATOS DEL DESTINATARIO Y DOCUMENTO A NOTIFICAR						
Destinatario / Administrado	INSTITUTO DE DEFENSA LEGAL					
Domicilio	**Dirección**	AV. PARDO Y ALIAGA N° 272		**Distrito**	SAN ISIDRO	
	Provincia	LIMA	**Departamento** LIMA	**Referencia**	-	
Procedimiento	PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR		**Materia**	HIDROCARBUROS MAYORES		
Acto o Documento que se notifica	RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 1060-2019-OEFA/DFAI					
Fecha de emisión	17 DE JULIO DE 2019	**N° de folios**	510	**Agota la vía administrativa**	SI	-
					NO[1]	X
Documentos Adjuntos	INFORME N 00877-2019-OEFA/DFAI-SSAG	**N° de Expediente**	2566-2018-OEFA/DFAI/PAS		**No Aplica**	-
Autoridad que emite el Acto o Documento	DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN Y APLICACIÓN DE INCENTIVOS					
Entidad	ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL - OEFA	**Dirección**	AV. FAUSTINO SÁNCHEZ CARRIÓN 603, 607 Y 615, DISTRITO DE JESÚS MARÍA, DEPARTAMENTO DE LIMA			

CARGO DE RECEPCIÓN					
Apellidos y nombres de la persona que recepciona			**Documento de Identidad**	**DNI**	
				Otro	
Relación con el destinatario			**Firma**		
Fecha de realización de la Notificación		**Hora**			

En caso de negativa a recibir o firmar el documento, indicar:

SE NEGÓ: A recibir la notificación ( ) A firmar el cargo de notificación ( )

Describir la situación ocurrida:

INSTITUTO DE DEFENSA LEGAL 19 JUL. 2019 10.24 RECIBIDO

Características del lugar donde se notifica

Material de la fachada		N° de puerta / N° de pisos		Domicilios colindantes	
Color de la fachada		N° de sumunistro		Otros datos del inmueble	

Dejando constancia de lo sucedido, el notificador firma la presente acta, en dos juegos, **dejando una copia de la misma y del mencionado documento y sus adjuntos de ser el caso** en la dirección indicada, teniéndose por bien notificado al destinatario, de conformidad con lo establecido en el Numeral 21.3 del Artículo 21° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo Nº 004-2019-JUS (en adelante, *TUO de la Ley N° 27444*).

EN CASO DE AUSENCIA DEL DESTINATARIO U OTRA PERSONA EN EL DOMICILIO

AVISO DE NOTIFICACIÓN - PRIMERA VISITA Fecha (....../....../......)

No encontrando a persona alguna en la dirección indicada, dejo **AVISO que retornaré el día .... de .... de 20.... a horas ...., con el objeto de notificarle**. De acuerdo con lo dispuesto en el Numeral 21.5 del Artículo 21° del TUO de la Ley N° 27444, dejo constancia de los hechos y firmo la presente acta, en dos juegos, dejando un juego en la dirección indicada.

Características del lugar donde se notifica

Material de la fachada		N° de puerta / N° de pisos		Domicilios colindantes	
Color de la fachada		N° de sumunistro		Otros datos del inmueble	

Observaciones:

ACTA DE NOTIFICACIÓN - SEGUNDA VISITA Fecha (....../....../......)

No encontrando a persona alguna en la dirección indicada, dejo debajo de la puerta la presente acta conjuntamente con la notificación, teniéndose por bien notificado de acuerdo al Numeral 21.5 del Artículo 21° del TUO de la Ley N° 27444

Características del lugar donde se notifica

Material de la fachada		N° de puerta / N° de pisos		Domicilios colindantes	
Color de la fachada		N° de sumunistro		Otros datos del inmueble	

Observaciones:

DATOS DEL NOTIFICADOR			
Apellidos y nombres		**Firma**	
D.N.I.			

Observaciones	

[(1)] RECURSOS QUE PROCEDEN ANTE EL ACTO ADMINISTRATIVO

ACTO ADMINISTRATIVO	RECURSOS	BASE LEGAL
Resoluciones de Medidas Administrativas	Reconsideración Apelación	- Artículos del 35° al 37° del Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD - Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/PCD - Artículos 217° al 228° del TUO de la Ley N° 27444
Procedimiento Administrativo Sancionador	Reconsideración Apelación	- Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD - Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/PCD - Artículos 217° al 228° del TUO de la Ley N° 27444
Fraccionamiento / Aplazamiento	Reconsideración	- Artículo 13° del Texto Único Ordenado del Reglamento de fraccionamiento y/o aplazamiento del pago de las multas impuestas por el OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 109-2015-OEFA/PCD - Artículos 217° al 228° del TUO de la Ley N° 27444
Procedimiento Administrativo Disciplinario	Reconsideración Apelación	- Artículos 89°, 90°, 92° y 95° de la Ley N° 30057, Ley del Servicio Civil - Artículos 117° al 120° del Reglamento General de la Ley N° 30057, Ley del Servicio Civil, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2014-PCM

2019-I01-033226

Lima, 17 de julio de 2019

RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 1060-2019-OEFA/DFAI

EXPEDIENTE	:	N° 2566-2018-OEFA/DFAI/PAS
ADMINISTRADO	:	PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.[1]
TERCEROS ADMINISTRADOS	:	GOBIERNO TERRITORIAL AUTÓNOMO DE LA NACIÓN WAMPIS INSTITUTO DE DEFENSA LEGAL DEL AMBIENTE Y EL DESARROLLO SOSTENIBLE DEL PERÚ INSTITUTO DE DEFENSA LEGAL
UNIDAD FISCALIZABLE	:	OLEODUCTO NORPERUANO (TRAMO II y RAMAL NORTE)
UBICACIÓN	:	DISTRITOS DE IMAZA Y MORONA, PROVINCIAS DE BAGUA Y DATEM DEL MARAÑON, DEPARTAMENTOS DE AMAZONAS Y LORETO
SECTOR	:	HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

VISTOS: La Resolución Subdirectoral N° 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM del 16 de julio de 2018, la Resolución Subdirectoral N° 354-2019-OEFA/DFAI/SFEM del 8 de abril de 2019, el Informe Final de Instrucción N° 631-2019-OEFA/DFAI-SFEM; los descargos presentados por el administrado el 15 de agosto y 11 octubre del 2018; el 9 de mayo del 2019; y, demás documentos obrantes en el expediente; y,

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

I.1. El Oleoducto Norperuano

1. Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (en adelante, Petroperú) realiza el transporte del petróleo crudo extraído de los yacimientos de la Selva Norte hasta el Terminal Bayóvar en la costa a través del Oleoducto Norperuano (en lo sucesivo, ONP). Esta infraestructura tiene una longitud de ochocientos cincuenta y cuatro (854) kilómetros, y se extiende a lo largo de los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura. Consta de un Oleoducto principal y el Oleoducto Ramal Norte (en lo sucesivo, ORN), conforme al siguiente detalle:

   i) Oleoducto Principal: Inicia en la Estación N° 1 y llega hasta el Terminal Bayóvar. El Oleoducto Principal se divide a su vez en dos (2) tramos, denominados Tramo I y Tramo II:

   - <u>Tramo I</u>: Está conformado por tuberías de 24" de diámetro; tiene una extensión de 306 kilómetros, e inicia en la Estación N° 1 y termina en la Estación N° 5.

   - <u>Tramo II</u>: Está conformado por tuberías de 36" de diámetro e inicia en la Estación N° 5, luego recorre las estaciones N° 6 –en el caserío de Imaza, distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas–, 7, 8 y 9, concluyendo su recorrido en el Terminal Bayóvar.

---
[1] Registro Único de Contribuyente N° 20100128218.

ii) ORN: Está conformado por tuberías de 16" de diámetro y tiene una extensión de 252 Km Se inicia en la Estación Andoas, llega a la Estación Morona y termina en la Estación N° 5.

I.2. El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del ONP

2. El 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en lo sucesivo, MINEM) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del ONP (en lo sucesivo, PAMA del ONP), mediante la Resolución Directoral N° 1382-95-EM-DGH/DFH.

3. El 7 de mayo de 2003, la Dirección General de Asuntos Ambientales del MINEM aprobó mediante la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA aprobó la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP[2].

I.3. El derrame de petróleo del 25 de enero del 2016 en el distrito de Imaza (kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP)

a. El derrame de petróleo crudo ocurrido en el distrito de Imaza

4. El 25 de enero del 2016 a las 9:46 horas se produjo un derrame de petróleo crudo en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, ubicado en el Caserío Villa Hermosa en el distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas (en adelante, derrame en Imaza). Ese mismo día, Petroperú remitió vía correo electrónico el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales[3], mediante el cual se informó al Organización de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA sobre el referido derrame.

5. El 5 de febrero del 2016, Petroperú remitió al OEFA el Reporte Final de Emergencias Ambientales, el cual incluyó información detallada sobre el evento ocurrido el 25 de enero de 2016 en el Tramo II del ONP[4].

b. Acciones de supervisión y evaluación efectuadas

6. Del 27 al 29 de enero del 2016[5], y del 13 al 17 de febrero del 2016[6], la Dirección de Supervisión del OEFA (en adelante, Dirección de Supervisión)[7] realizó dos (2) supervisiones especiales en el lugar del incidente, con el fin de verificar la ocurrencia del evento reportado, las posibles afectaciones a la flora, fauna y la salud de las personas y el cumplimiento de las normas ambientales.

7. Del 31 de marzo al 22 de abril del 2016, la Dirección de Evaluación del OEFA (en adelante, Dirección de Evaluación) llevó a cabo un monitoreo de agua, sedimento, suelo, hidrobiología, flora y fauna a las zonas próximas al derrame en Imaza.

---

2 De acuerdo al contenido de la mencionada Resolución Directoral los compromisos 1.2, 1.4, 1.7 y 1.8 hacen referencia a obligaciones exigibles respecto a la totalidad de las instalaciones del ONP.

3 Ver las páginas 72 a 73 del archivo digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

4 Dicho documento fue presentado como adjunto a la Carta ADM-095-2015/ADM-DS-047-2015, ingresada con Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-011610. Ver las páginas 102 a 111 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

5 Conforme al Acta de Supervisión Directa S/N del 29 de enero del 2016, que obra en la página 49 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente; y, páginas 531 a 539 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión Directa N° 633-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el CD que obra en el folio 816 del expediente.

6 De acuerdo al Acta de Supervisión Directa S/N del 17 de febrero del 2016, que obra en las páginas 585 a 591 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

7 Actualmente Dirección de Supervisión en Energía y Minería.

8. Como consecuencia de las acciones de supervisión y evaluación efectuadas la Dirección de Supervisión y la Dirección de Evaluación emitieron los siguientes documentos:

Tabla N° 1: Informes emitidos por la Dirección de Supervisión y la Dirección de Evaluación – Derrame Imaza

N°	Documento emitido	Órgano de línea del OEFA	Fecha de emisión
1	Informe de Supervisión Directa N° 633-2016-OEFA/DS-HID[8]	Dirección de Supervisión	2 de marzo del 2016
2	Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS[9] (en adelante, ITA de Imaza) [10]	Dirección de Supervisión	2 de marzo del 2016
3	Informe N° 135-2016-OEFA/DE-SDCA[11]	Dirección de Evaluación	27 de julio del 2016
4	Informe Técnico Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID[12].	Dirección de Supervisión	12 de abril del 2016

Elaboración: DFAI

I.4. El derrame de petróleo del 2 de febrero del 2016 en el distrito de Morona (kilómetro 206+035 del ORN)

a. El derrame de petróleo crudo en el distrito de Morona

9. El 2 de febrero del 2016 a las 08:18 horas se produjo un derrame de petróleo crudo en el kilómetro 206+035 del ORN[13], en el distrito de Morona de la provincia de Dátem del Marañón del departamento de Loreto (en adelante, derrame en Morona). Dicha emergencia ambiental fue reportada por el administrado el 4 de febrero del 2016 vía correo electrónico.

10. El 17 de febrero del 2016, Petroperú remitió al OEFA el Reporte Final de Emergencias Ambientales, el cual incluyó información más detallada sobre el evento ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el ORN[14].

b. Acciones de supervisión y evaluación al derrame en Morona

11. Del 6 al 11 de febrero del 2016[15], y del 14 al 18 de febrero del 2016[16], la Dirección de Supervisión realizó dos (2) supervisiones especiales en el lugar de la emergencia ambiental, con el fin de verificar la ocurrencia del evento reportado, las posibles afectaciones a la flora, fauna y la salud de las personas y el cumplimiento de las normas ambientales.

---

8 Documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA-DS-HID" contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

9 Ver las páginas 228 a 260 del archivo digitalizado contenido en el CD que obra en el folio 1 del Expediente.

10 Ver las páginas 228 a 260 del archivo digitalizado contenido en el CD que obra en el folio 1 del Expediente.

11 Páginas de la 172 a la 294 del archivo digital del Informe N°135-2016-OEFA/DE-SDCA, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

12 Documento digitalizado denominado "Informe N° 1171-2016", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

El Informe Técnico Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID tuvo como objetivos analizar: i) la información remitida por Petroperú y otros organismos con relación al derrame ocurrido en Imaza; y, ii) analizar los resultados de las muestras de agua superficial y suelo, tomadas por el OEFA durante las supervisiones realizadas con relación al derrame ocurrido en Imaza.

13 Cabe indicar que el derrame en el Km. 206+031 del Ramal Norte del ONP se produjo en el límite de la zona de amortiguamiento del Zona Reservada Santiago - Comaina.

14 Dicho documento fue presentado como adjunto a la Carta ADM4-077-2016, ingresada con Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-014530. Ver las páginas 99 a 105 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

15 Conforme al Acta de Supervisión Directa s/n del 11 de febrero del 2016.
Página 329 del archivo digitalizado "Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA-DS-HID" contenido en el CD que obra en el folio 816 del Expediente.

16 Conforme al Acta de Supervisión Directa s/n del 18 de febrero del 2016.
Página 349 del archivo digitalizado "Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA/DS-HID" contenido en el CD que obra en el folio 816 del Expediente.

Del 31 de marzo al 22 de abril del 2016, la Dirección de Evaluación llevó a cabo un monitoreo de agua, sedimento, suelo, hidrobiología, flora y fauna a las zonas próximas al derrame en Imaza.

12. Como consecuencia de las acciones de supervisión y evaluación efectuadas la Dirección de Supervisión y la Dirección de Evaluación emitieron los siguientes documentos:

Tabla N° 2: Informes emitidos por la Dirección de Supervisión y la Dirección de Evaluación – Derrame Morona

N°	Documento emitido	Órgano de línea del OEFA	Fecha de emisión
1	Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID[17]	Dirección de Supervisión	2 de marzo del 2016
2	Informe Técnico Acusatorio N° 190-2016-OEFA/DS[18] (en lo sucesivo, ITA Morona)	Dirección de Supervisión	2 de marzo del 2016
3	Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA[19]	Dirección de Evaluación	15 de agosto del 2016
4	Informe Técnico Complementario N° 1170-2016-OEFA/DS-HID[20].	Dirección de Supervisión	12 de abril del 2016

Elaboración: DFAI

I.5. Los actuados en el presente procedimiento administrativo sancionador

13. Mediante la Resolución Subdirectoral N° 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM del 16 de julio de 2018[21], notificada el 17 de julio de 2018[22], (en adelante, RSD de inicio) la Subdirección de Fiscalización en Energía y Minas de la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA (en adelante, SFEM) inició el presente procedimiento administrativo sancionador (en adelante, PAS) contra Petroperú.

14. El 15 de agosto del 2018, Petroperú presentó sus descargos al inicio del presente PAS[23] y el 11 de octubre del 2018, presentó un escrito complementario (en adelante, escrito complementario al inicio)[24].

15. A través de la Resolución Subdirectoral N° 354-2019-OEFA/DFAI/SFEM, notificada al administrado el 9 de abril del 2019[25] (en adelante, RSD de Variación), la SFEM realizó la variación de la imputación de cargos otorgándose al administrado el plazo improrrogable de veinte (20) días hábiles para presentar sus descargos[26].

16. El 9 de mayo del 2019, Petroperú remitió al OEFA los descargos a la RSD de Variación[27].

---

17 Archivo digitalizado contenido en el CD que obra en el folio 816 del Expediente.

18 Ver las páginas 193 a 225 del archivo digitalizado contenido en el CD que obra en el folio 1 del Expediente.

19 Contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

20 Archivo digitalizado contenido en el CD que obra en el folio 816 del Expediente.
El Informe Técnico Complementario N° 1170-2016-OEFA/DS-HID tuvo como objetivos analizar: i) la información remitida por Petroperú y otras personas jurídicas involucradas con relación al derrame ocurrido en Morona; y, ii) analizar los resultados de las muestras de agua superficial y suelo, tomadas por el OEFA durante las supervisiones realizadas con relación al derrame ocurrido en Morona.

21 Folios del 2 al 16 del expediente.

22 Cédula de Notificación N° 2308-2018. Folio 17 del expediente.

23 Folio 72 a 141 del Expediente. Documento con registro de trámite documentario N° 2018-E01-069005.

24 Folio 544 a 565 del Expediente. Documento con registro de trámite documentario N° 2018-E01-083025.

25 Folio 850 del Expediente.

26 Cabe indicar que mediante la Resolución Subdirectoral N° 441-2019-OEFA/DFSAI-SFEM del 2 de mayo del 2019, se rectificó el error material referido al número de las Tablas N° 9 y 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación. Folios 864 a 865 del Expediente.

27 Documento con registro de trámite documentario N° 2019-E01-049382.

17. El 22 de mayo del 2019, se llevó a cabo la audiencia de informe oral en la que el administrado expuso sus argumentos de defensa, conforme consta en el Acta de Informe Oral suscrita en dicha fecha.

18. Él 10 de junio del 2019, mediante la Carta N° 1040-2019-OEFA/DFAI[28] se notificó al administrado el Informe Final de Instrucción N° 631-2019-OEFA/DFAI/SFEM (en lo sucesivo, Informe Final de Instrucción)[29].

19. El 01 de julio del 2019, Petroperú presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción[30].

20. El 03 de julio del 2019, se llevó a cabo la audiencia de informe oral con el presentante de IDLADS.

21. El 08 de julio del 2019, se llevó a cabo la audiencia de informe oral con los representantes de Petroperú.

22. El 12 de julio del 2019, Petroperú presentó los escritos con registros N° 068174, 068178, 068200 y 068208.

23. El 16 de julio del 2019, Petroperú presentó los escritos con registros N° 069214, 069221 y 069227.

I.6. Declaración de confidencialidad e incorporación de terceros con legítimo interés

24. Entre los meses de julio y diciembre del 2018 se incorporaron al presente PAS en calidad de terceros administrados el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú – IDLADS (en adelante, IDLADS), el Instituto de Defensa Legal - IDL (en adelante, IDL) y el Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis (en adelante, GTANW), mediante las Resoluciones Nº 2905, 2906 y 2362-2018-OEFA/DFAI/SFEM, respectivamente[31].

25. A su vez, mediante la Resolución Subdirectoral N° 391-2019-OEFA/DFAI/SFEM[32], emitida el 15 de abril del 2019 y notificada a Petroperú el 17 de abril del mismo año[33], esta Dirección declaró como confidencial la información referida a la salud de las personas que forman parte de las comunidades asentadas en el área de influencia de los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero y 2 de febrero del 2016, que formen parte del Expediente a lo largo del presente PAS.

---

28 Folio 1646 del expediente.

29 Folios 1490 al 1644 del expediente.

30 Folios 1699 al 1803 del expediente.

31 Conforme al siguiente detalle:

Tercero administrado	Documento mediante el cual solicitó su incorporación	Resolución con la que se incorpora al PAS	Resolución del Tribunal de Fiscalización Ambiental que confirma su incorporación
Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú – IDLADS	2018-E01-062183	N° 2362-2018-OEFA/DFAI/SFEM	N° 327-2018-OEFA/TFA-SMEPIM
Instituto de Defensa Legal - IDL	2018-E01-066866	N° 2905-2018-OEFA/DFAI/SFEM	N° 078-2019-OEFA/TFA-SMEPIM
Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis	2018-E01-066865	N° 2906-2018-OEFA/DFAI/SFEM	N° 079-2019-OEFA/TFA-SMEPIM

Elaboración: DFAI.

32 Folios 825 a 828 del Expediente.

33 La Resolución Subdirectoral N° 391-2019-OEFA/DFAI/SFEM fue también notificada al Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis, el IDLADS e IDL, el 17 y 18 de abril del 2019.

II. CUESTIONES PROCESALES

a. Aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230 y el principio de celeridad al presente PAS

26. El 12 de julio del 2014, se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en lo sucesivo, Ley N° 30230), mediante la cual se dispuso que durante un plazo de tres (3) años, contados a partir de su publicación, el OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

27. Las infracciones atribuidas al administrado en el presente PAS[34] se cometieron en el año 2016, por tanto resulta aplicable al presente procedimiento el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimiento y permisos para la promoción y dinamización de inversión en el país, por lo que corresponde aplicar al mismo las disposiciones contenidas en la citada Ley, en las "Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230", aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en lo sucesivo, RCD N° 026-2014-OEFA/CD).

28. El Artículo 19° de la Ley N° 3023035 estableció que durante dicho periodo el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, esto es, si se verifica la existencia de una infracción, únicamente dictará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento administrativo sancionador, salvo en los siguientes supuestos:

    a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.

    b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.

    c) Reincidencia, entendiéndose por tal como la comisión de la misma infracción dentro de un periodo de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.

---

34 Se debe tener en cuenta que el presente PAS se inició en el año 2018 cuando ya se encontraba vigente en el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/PCD (en lo sucesivo, RPAS), cuyas reglas procedimentales son aplicables al presente PAS

35 **Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país**
"Artículo 19°.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras
En el marco de un enfoque preventivo de la política ambiental, establézcase un plazo de tres (3) años contados a partir de la vigencia de la presente Ley, durante el cual el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental. Durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales. Si la autoridad administrativa declara la existencia de infracción, ordenará la realización de medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador excepcional. Verificado el cumplimiento de la medida correctiva ordenada, el procedimiento sancionador excepcional concluirá. De lo contrario, el referido procedimiento se reanudará, quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

Mientras dure el período de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes correspondientes. Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:

a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.
b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
c) Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un período de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción".

29. En concordancia con ello, en el Artículo 2° de la RCD N° 026-2014-OEFA/CD se dispuso que, tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:

(i) Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los Literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho Artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.

(ii) Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los Literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva y, ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones.

En caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa.

Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su posible inscripción en el registro correspondiente.

30. El segundo párrafo del Artículo 19º de la Ley Nº 30230 establece que, durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, en los cuales, si declara la existencia de una infracción, dictará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y ordenará la suspensión del procedimiento sancionador (en adelante, **procedimiento excepcional**). Posteriormente, si verifica el cumplimiento de dicha medida, concluirá el procedimiento; de lo contrario, reanudará el procedimiento, quedando el OEFA habilitado para imponer la sanción correspondiente.

31. Asimismo, el Artículo 19° de dicha Ley, dispone que lo anterior no resultará aplicable cuando se trate de: a) infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas; b) realizar actividades sin contar con instrumentos de gestión ambiental o sin la autorización de operación, o en zonas prohibidas; y c) casos de reincidencia[36] (en adelante, **procedimiento ordinario**).

---

36 **Ley Nº 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.**
"Artículo 19º.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras
(...)
Mientras dure el período de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes correspondientes. Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:
a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.
b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
c) Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un periodo de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción."

32. Conforme a lo expuesto, de acuerdo a la Ley N° 30230, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, salvo en el caso que se configuren los supuestos a), b) o c) de la citada Ley, que se tramitan bajo un procedimiento ordinario.

33. El numeral 2.4 del Artículo 2° de la RCD N° 026-2014-OEFA/CD dispone que, si en un expediente administrativo se tramitan imputaciones referidas a infracciones a tramitarse tanto en procedimientos administrativos ordinarios como excepcionales, la Autoridad Decisora procederá a desacumular las imputaciones en expedientes distintos[37].

34. En el presente caso, se observa que las imputaciones materia de análisis en el presente PAS están referidas a infracciones a tramitarse tanto en procedimientos administrativos ordinarios como excepcionales, conforme se detalla a continuación:

Tabla N° 3: Infracciones tramitadas en el presente PAS

N°	Imputaciones	Aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230	Tipo de PAS
1	N° 4 y 8 de la Tabla N° 9 de la RSD de variación N° 4 y 8 de la Tabla N° 10 de la RSD de variación	Imputaciones que se enmarcan en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, debido a que se trata de infracciones que habrían generado daño real a la salud de las personas	Son aplicables las reglas sobre el procedimiento ordinario[38]
2	N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de la Tabla N° 9 de la RSD de variación N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de la Tabla N° 10 de la RSD de variación	Imputaciones distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230	Son aplicables las reglas sobre el procedimiento excepcional

Elaboración: DFAI.

35. Al respecto, si bien se observa que en el presente PAS coexisten imputaciones a tramitarse tanto en un procedimiento administrativo ordinario como en uno excepcional, la disposición que exige su desacumulación podría comportar el riesgo de que se emitan resoluciones finales contradictorias, considerando que las conductas infractoras imputadas guardan estrecha conexión entre sí, toda vez que están referidas a: (i) un mismo administrado; (ii) la misma unidad fiscalizable (ONP); (iii) al incumplimiento del PAMA del ONP y a la no adopción de acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero y 2 de febrero del 2016, diferenciándose -en determinados casos- únicamente por los tipos de daño derivados de su comisión.

36. Aunado a lo anterior, debe considerarse que la exigencia de desacumulación en el presente caso conllevaría inevitablemente la vulneración del principio de celeridad recogido en el Artículo IV del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en lo sucesivo TUO de la LPAG) conforme al cual quienes

---

37 **Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD que aprobó las "Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230"**
Artículo 2°.- Procedimientos sancionadores en trámite
Tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:
2.1 Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.
2.2 Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva, y ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, o norma que la sustituya, en aplicación de lo establecido en el segundo párrafo y la primera oración del tercer párrafo del artículo antes mencionado. En caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa. Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su inscripción en el Registro de Infractores Ambientales.
2.3 En el supuesto previsto en el Numeral 2.2 precedente, el administrado podrá interponer únicamente el recurso de apelación contra las resoluciones de primera instancia.
2.4 Si en un expediente administrativo se tramitan imputaciones referidas a infracciones contenidas tanto en el Numeral 2.1 como en el Numeral 2.2 precedentes, la Autoridad Decisora procederá a desacumular las imputaciones en expedientes distintos.

38 Cuando se hace referencia a las reglas del procedimiento ordinario, se alude a aquellos procedimientos donde se analizan imputaciones que se enmarcan en los literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230.

participan en el procedimiento deben ajustar su actuación de tal modo que se dote al trámite de la máxima dinámica posible, evitando actuaciones procesales que dificulten su desenvolvimiento o constituyan meros formalismos, a fin de alcanzar una decisión en tiempo razonable.

37. En efecto, la eventual desacumulación de las imputaciones en otro expediente traería consigo que se tramiten dos PAS con prácticamente los mismos medios probatorios, utilizando el doble de recursos, así como duplicando actuaciones procesales. De suceder ello, se estaría posibilitando la demora en la emisión de la resolución final vulnerándose el principio del debido procedimiento administrativo.

38. Conforme a lo previamente expuesto, esta Dirección en su calidad de Autoridad Decisora resuelve continuar la tramitación del presente PAS analizando la totalidad de las imputaciones contempladas en las tablas N° 9 y N° 10 de la RSD de variación.

b. Presunta vulneración del principio de legalidad

39. Petroperú en sus descargos alegó la presunta vulneración del Principio de Legalidad, el "Principio teleológico, sistemático y literal" (sic) y la obligación de interpretar restrictivamente las normas que establecen excepciones o restringen derechos (dado que la resolución final constituye un acto de gravamen), debido a que la Autoridad Instructora habría realizado una interpretación errónea del Artículo 19° de la Ley N° 30230 limitando la finalidad preventiva y correctiva de dicha norma.

40. De acuerdo a Petroperú, el Artículo 19° de la Ley N° 30230 crea transitoriamente un PAS excepcional donde el OEFA -para todos los casos- declara la existencia de responsabilidad por la comisión de una infracción y dicta las medidas correctivas que correspondan. Según el administrado, solo cuando se haya verificado el incumplimiento de la medida correctiva, se reactivaría la posibilidad de sancionar con hasta un 50% del monto total de la multa, salvo que se hayan configurado los supuestos previstos los literales a), b) y c) de la Ley N° 30230, donde una vez verificado dicho incumplimiento corresponde la imposición del 100% de la multa.

41. Al respecto, se debe señalar que lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 debe ser interpretado de manera concordante con el Artículo 2° de RCD N ° 026-2014-OEFA/CD ("Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230"), en cuyo numeral 2.1 se señala expresamente lo siguiente:

> *"**Artículo 2°. - Procedimientos sancionadores en trámite***
> *Tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:*
>
> *2.1 Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho Artículo, y **sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar**.*
>
> *2.2 Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva, y ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, o norma que la sustituya, en aplicación de lo establecido en el segundo párrafo y la primera oración del tercer párrafo del Artículo antes mencionado. En caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa. Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su inscripción en el Registro de Infractores Ambientales.*

(...)"

(Énfasis agregado)

42. Al respecto, se observa que los numerales 2.1 y 2.2 del Artículo 2° de la RCD N° 026-2014-OEFA/CD contemplan dos supuestos claramente diferenciados. El primero establecido en el numeral 2.1, referido a un PAS en el que se analizan presuntas infracciones que se enmarcan en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, donde al verificarse la existencia de infracción administrativa se impondrá el monto total de la multa correspondiente sin reducciones. En este caso, se debe resaltar que la norma es clara en señalar que primero se sanciona con la multa y posteriormente, solo de ser el caso, se procede con el dictado de la medida correctiva, evidenciando que en este tipo de casos no aplica el régimen del PAS excepcional (segundo supuesto previsto en el numeral 2.2), donde solo se declara la existencia de infracción y se dicta medidas correctivas.

43. En ese sentido, sostener que aun cuando se trate de los infracciones muy graves que entrañan riesgos y daños al ambiente, así como a la vida y salud de las personas, como son los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, correspondería solo declarar la responsabilidad producto de la infracción y dictar medidas correctivas, constituye el resultado de una interpretación asistemática, que omite de un modo aparentemente tendencioso aplicar lo dispuesto por la RCD N ° 026-2014-OEFA/CD.

44. Adicionalmente, se debe dejar en claro que la interpretación planteada por el administrado denota el privilegio de lo patrimonial por sobre la tutela del ambiente, así como la vida y salud de las personas (supuesto contenido en el literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230), toda vez que aun cuando tratándose de infracciones que hayan generado daño real a la salud de las personas pretende priorizar un régimen excepcional, el mismo cuyos alcances deben ser analizados a la luz de la protección de la persona humana como fin último del Estado.

45. Por tanto, en el presente caso ha quedado acreditado que en la determinación de las normas aplicables al presente PAS no se ha vulnerado principio alguno, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

c. Sobre la presunta vulneración al principio de tipicidad

46. En virtud de lo dispuesto en el Numeral 9 del Artículo 139° de la Constitución[39], Numeral 4 del Artículo 246° del TUO de la LPAG aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (actualmente recogido en el Numeral 4 del Artículo 248° del TUO de la LPAG aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS)[40], el Numeral 5.2 del Artículo 5° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA,

---

39 **Constitución Política del Perú de 1993**
Artículo 139.- Son principios y derechos de la función jurisdiccional:
(...)
9. El principio de inaplicabilidad por analogía de la ley penal y de las normas que restrinjan derechos.

40 **Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo Sancionador, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**
Artículo 248°.- Principios de la potestad sancionadora administrativa
La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales:
(...)
4. Tipicidad.- *Sólo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía. Las disposiciones reglamentarias de desarrollo pueden especificar o graduar aquellas dirigidas a identificar las conductas o determinar sanciones, sin constituir nuevas conductas sancionables a las previstas legalmente, salvo los casos en que la ley o Decreto Legislativo permita tipificar infracciones por norma reglamentaria.*

A través de la tipificación de infracciones no se puede imponer a los administrados el cumplimiento de obligaciones que no estén previstas previamente en una norma legal o reglamentaria, según corresponda.

En la configuración de los regímenes sancionadores se evita la tipificación de infracciones con idéntico supuesto de hecho e idéntico fundamento respecto de aquellos delitos o faltas ya establecidos en las leyes penales o respecto de aquellas infracciones ya tipificadas en otras normas administrativas sancionadoras.

aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD[41] (en lo sucesivo, RPAS) y la Sentencia N° 2192-2004-AA/TC, Petroperú alegó la vulneración del principio de tipicidad y precisó lo siguiente:

(i) El contenido de la imputación por no adoptar acciones inmediatas para controlar y minimizar impactos negativos ocasionados por los derrames debe estar acorde con la normativa de la materia, conforme al principio de tipicidad que proporciona seguridad jurídica para conocer con claridad el hecho que constituyen la infracción y para asumir una adecuada defensa.

(ii) La tipificación tiene que estar de acuerdo con el Rubro 2.4 de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD, sin embargo, la imputación de cargos utiliza un término subjetivo (acciones **inmediatas**) que no se encuentra en dicha norma.

(iii) La frase "acciones inmediatas" no es medible porque no existe una definición en tiempo de la palabra inmediata; es un término subjetivo, el concepto que le otorga la real academia es que sucede en seguida; eso si los aspectos exógenos como el factor social lo permiten.

(iv) Para el caso del kilómetro 206+035, la población no permitió realizar los trabajos desde el mismo día de producido el evento, porque tenían como requerimiento cobrar S/. 300 soles diarios por los trabajos realizados, para lo cual, tuvo que instalarse una mesa de diálogo hasta que se arribó a una solución; situación que el OEFA no considera en la resolución de imputación de cargos.

(v) El OEFA no toma en cuenta los conflictos sociales que pudieran desencadenar eventos no deseados a los mismos trabajadores de la empresa y los fenómenos climatológicos; entre otros factores no atribuibles a Petroperú; por lo tanto, vulnera el principio de causalidad para efectuar la imputación.

(vi) Para que exista una correcta tipificación se debe subsumir la conducta del administrado en aquella falta que que contenga claramente descritos los elementos objetivos y subjetivos de la conducta sin aplicar analogías o interpretaciones extensivas y debe existir una correspondencia perfecta entre la norma que establece la obligación y la norma que establece la infracción; toda vez que, el sólo incumplimiento de una obligación, no constituye por si mismo, una infracción pasible de sanción.

47. Sobre el término acciones inmediatas, cabe precisar que, de acuerdo al Diccionario de la Real Academia Española el adjetivo inmediato significa "*que sucede enseguida, sin tardanza*"; esto es, la obligación contenida en el Artículo 66° del RPAHH[42] consiste en que, cuando se produzca una emergencia ambiental, el titular de las actividades de hidrocarburos deberá tomar medidas para controlar y

---

41 **Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD**
"Artículo 5°.- Inicio del procedimiento administrativo sancionador
(...)
5.2 La imputación de cargos debe contener:
(i) Una descripción de los actos u omisiones que pudieran constituir infracción administrativa.
(ii) La calificación de las infracciones que tales actos u omisiones pudieran constituir.
(iii) Las normas que tipifican los actos u omisiones como infracción administrativa.
(iv) Las sanciones que, en su caso, correspondería imponer.
(v) El plazo dentro del cual el administrado puede presentar sus descargos por escrito.
(vi) La autoridad competente para imponer la sanción, identificando la norma que le otorgue dicha competencia.
A la notificación de la imputación de cargos se anexa el Informe de Supervisión."

42 **Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM**
"Artículo 66.- Siniestros y emergencias
En el caso de siniestros o emergencias con consecuencias negativas al ambiente, ocasionadas por la realización de Actividades de Hidrocarburos, el Titular deberá tomar medidas inmediatas para controlar y minimizar sus impactos, de acuerdo a su Plan de Contingencia.
(...)".

minimizar sus impactos de acuerdo a su Plan de Contingencia; estas medidas deben efectuarse acto seguido al momento en que se produjo la emergencia y sin tardanza.

48. De lo señalado, se tiene que el administrado tiene la obligación de adoptar las acciones necesarias para evitar cualquier afectación del ambiente, las cuales se encuentran previstas en su Plan de Contingencias. Sobre el particular, una vez ocurrido un derrame de hidrocarburos, corresponde la adopción de las medidas de control y minimización idóneas (el tipo, calidad y cantidad de las acciones ejecutadas deben lograr el control y minimización del impacto causado) para atenuar los impactos negativos generados al ambiente, las cuales deben realizarse de manera inmediata y oportuna.

49. En ese orden de ideas, queda claro que la inmediatez de las acciones de control y minimización contenida en el Artículo 66° del Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos (en lo sucesivo, RPAAH) se refiere a acciones que deben ser ejecutadas por el administrado ni bien se produzca la emergencia, ello para atenuar el impacto generado al ambiente.

50. Ahora bien, de acuerdo al principio de tipicidad, sólo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía. A través de la tipificación de infracciones no se puede imponer a los administrados el cumplimiento de obligaciones que no estén previstas previamente en una norma legal o reglamentaria, según corresponda.

51. De la revisión a la RSD de Variación se advierte que las normas tipificadoras de los hechos imputados materia de análisis son las que se detallan en el siguiente cuadro:

Tabla N° 4: Normas sustantivas y tipificadoras aplicables

Norma sustantiva incumplida
Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM *"**Artículo 66.- Siniestros y emergencias*** *En el caso de siniestros o emergencias con consecuencias negativas al ambiente, ocasionadas por la realización de Actividades de Hidrocarburos, el Titular deberá tomar **medidas inmediatas** para controlar y minimizar sus impactos, de acuerdo a su Plan de Contingencia.* *(...)".*
Norma tipificadora y sanciones aplicables

Tipifican las infracciones administrativas y establecen la escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD

"**Artículo 4.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales**
Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales:
(...)
d) No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores:
(i) Si la conducta genera daño potencial a la flora o fauna, será calificada como grave y sancionada con una multa de veinte (20) hasta dos mil (2 000) Unidades Impositivas Tributarias.
(ii) Si la conducta genera daño potencial a la salud o vida humana, será calificada como grave y sancionada con una multa de treinta (30) hasta tres mil (3 000) Unidades Impositivas Tributarias.
(iii) Si la conducta genera daño real a la flora o fauna, será calificada como muy grave y sancionada con una multa de cuarenta (40) hasta cuatro mil (4 000) Unidades Impositivas Tributarias.
(iv) Si la conducta genera daño real a la salud o vida humana, será calificada como muy grave y sancionada con una multa de cincuenta (50) hasta cinco mil (5 000) Unidades Impositivas Tributarias.

Cuadro de tipificación de Infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD

Rubro	Tipificación de la infracción	Subtipo infractor	Base legal	Calificación de la gravedad de la infracción	Sanción monetaria
2	**Obligaciones referidas a incidentes y emergencias ambientales**				
2.4	No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia.	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 66° del <u>Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos</u>.	Grave	De 20 a 2000 UIT
		Genera daño potencial a la salud o vida humana.		Grave	De 30 a 3000 UIT
		Genera daño real a la flora o fauna.		Muy Grave	De 40 a 4000 UIT
		Genera daño real a la salud o vida humana.		Muy Grave	De 50 a 5000 UIT

(El subrayado es agregado)

52. Al respecto, se aprecia que la obligación incumplida imputada al administrado se encuentra contenida en el Artículo 66° del RPAAH, el cual señala que ante una emergencia los administrados deben tomar medidas para controlar y minimizar sus impactos conforme a sus respectivos Planes de Contingencias. Cabe precisar que dicha norma señala literalmente que las medidas que adopte el administrado deben se **inmediatas**.

53. Por su parte, el Rubro 2.4 de la norma tipificadora aplicable al presente caso indica que la infracción consiste en que en caso de emergencias no se adopte medidas relacionadas con el control y minimización de los impactos de acuerdo al Plan de Contingencia. Sobre el particular, señala que la base legal de dicha infracción es el Artículo 66° del RPAAH; el cual, como indicamos en el anterior considerando, precisa que las acciones o medidas que adopte el administrado ante una emergencia deben se inmediatas.

54. De lo desarrollado se concluye que la inmediatez de las acciones de control y minimización se encuentran comprendidas tanto en el Artículo 66° del RPAAH y en el Rubro 2.4 del Cuadro de tipificación de infracciones administrativas de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD (normas tipificadoras que sustentaron la presente imputación). Por lo tanto, los hechos imputados en la Resolución de variación se encuentran correctamente subsumidos, no habiéndose vulnerado el principio de tipicidad recogido en el TUO de la LPAG.; quedando desestimado lo alegado por el administrado.

55. Finalmente, corresponde precisar que el análisis de las condiciones climatológicas de la zona, impedimentos y conflictos que habrían impedido la ejecución inmediata de las acciones de control y minimización, alegadas por Petroperú, será realizado en los

acápites correspondientes a la determinación de la responsabilidad administrativa por requerir un análisis del fondo del asunto.

d. La prohibición de revivir proceso fenecidos

56. Petroperú alegó que los medios probatorios del PAS tramitado mediante el expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS no pueden ser empleados en el presente PAS, debido a que este hecho constituiría una violación a la prohibición de revivir procesos fenecidos, contemplada en el Numeral 13 del Artículo 139° de la Constitución Política del Perú[43].

57. En el PAS tramitado en el expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS se determinó la responsabilidad de Petroperú por la comisión de infracciones vinculadas a los derrames de petróleo crudo de Imaza y Morona, producto de lo cual se impusieron sendas multas al administrado a través de la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI. No obstante, dicha resolución fue declarada nula por el TFA mediante la Resolución N° 103-2018-OEFA/TFA-SMEPIM y posteriormente, esta Dirección declaró el archivo del PAS al haber transcurrido el plazo establecido en la Décima Disposición Complementaria del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (vigente a esa fecha).

58. En ese sentido, el procedimiento tramitado mediante el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS no concluyó con un pronunciamiento definitivo respecto a la responsabilidad administrativa de Petroperú, sino por la caducidad del procedimiento declarada de oficio. En consecuencia, de conformidad con el Numeral 4 del Artículo 259° del TUO de la LPAG[44], la DFAI se encuentra facultada para iniciar un nuevo PAS, al no haber transcurrido el plazo de prescripción respecto a los hechos detectados descritos en los ITA de Imaza y Morona.

59. En esa línea, se debe resaltar que de acuerdo a lo dispuesto expresamente por el Numeral 5 del Artículo 259° del TUO de la LPAG [45], la declaración de la caducidad administrativa no deja sin efecto las actuaciones de fiscalización, así como los medios probatorios que no puedan o no resulte necesario ser actuados nuevamente. De esta manera, la incorporación de la documentación no constituye vulneración alguna, en la medida que únicamente incorpora información que coadyuva al esclarecimiento de los hechos del presente PAS en virtud del principio de verdad material y conforme a lo dispuesto por el TUO de la LPAG.

60. En consecuencia, se debe desestimar lo señalado por el administrado en este extremo.

---

43 **Constitución Política del Perú de 1993**
"Artículo 139.- Son principios y derechos de la función jurisdiccional:
(...)
13. La prohibición de revivir procesos fenecidos con resolución ejecutoriada. La amnistía, el indulto, el sobreseimiento definitivo y la prescripción producen los efectos de cosa juzgada".

44 **Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**
*"**Artículo 259.- Caducidad administrativa del procedimiento sancionador***
(...)
4. En el supuesto que la infracción no hubiera prescrito, el órgano competente evaluará el inicio de un nuevo procedimiento sancionador. El procedimiento caducado administrativamente no interrumpe la prescripción".

45 **Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**
*"**Artículo 259.- Caducidad administrativa del procedimiento sancionador***
(...)
5. La declaración de la caducidad administrativa no deja sin efecto las actuaciones de fiscalización, así como los medios probatorios que no puedan o no resulte necesario ser actuados nuevamente. Asimismo, las medidas preventivas, correctivas y cautelares dictadas se mantienen vigentes durante el plazo de tres (3) meses adicionales en tanto se disponga el inicio del nuevo procedimiento sancionador, luego de lo cual caducan, pudiéndose disponer nuevas medidas de la misma naturaleza en caso se inicie el procedimiento sancionador".

e. La presunta vulneración de la regla del expediente único

61. Petroperú alegó que la documentación obrante en un expediente no puede incorporarse a otro, en virtud de la regla del expediente único, contenida en el Artículo 161° del TUO de la LPAG[46], por lo que en el presente PAS se estaría contraviniendo dicha regla al utilizar la documentación del expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

62. La regla del expediente único tiene por finalidad que todo procedimiento administrativo sea tramitado bajo un solo expediente, para evitar la dispersión del acervo documentario, evitando que el administrado pueda acceder a la totalidad de documentos que lo instruyen para ejercer correctamente su derecho de defensa[47].De esta manera, la regla del expediente único es una garantía para observancia de la legalidad y del debido procedimiento, de manera que todo administrado puede tener la seguridad de que la documentación sobre la cual se va a emitir pronunciamiento está recopilada en un solo expediente, al cual puede tener libre acceso[48].

63. En el presente caso, si bien el presente PAS se ha iniciado sobre la base de los ITA de Imaza y Morona, los cuales formaron parte del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS, esta documentación no ha sido incorporada para crear múltiples expedientes sobre un mismo procedimiento, sino una actuación procesal legítima sustentada en lo dispuesto en el Numeral 5 del Artículo 259° del TUO de la LPAG.

64. En consecuencia, la inclusión de los medios probatorios que obran en el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS –de los cuales el administrado posee pleno conocimiento[49]– no contraviene la regla de expediente único, correspondiendo que se desestime lo alegado por Petroperú en este extremo.

f. Presunta vulneración del principio de Inmediatez

65. Petroperú alegó la presunta vulneración del principio de inmediatez, debido a que los hechos materia del presente PAS han sido procesados luego de más de dos años de ocurridos. Según la interpretación del administrado, estos hechos debieron procesarse de manera inmediata, para considerar válida su imputación[50] y no vulnerar el denominado Principio de Inmediatez.

66. Al respecto, de acuerdo al Tribunal Constitucional, el principio de inmediatez es una institución jurídica propia del derecho laboral, según la cual, el inicio de acciones por parte del empleador para sancionar a un empleado que ha incurrido en un hecho sancionable, en el marco de una relación laboral, debe darse de manera inmediata al momento en el que el empleador toma conocimiento de la falta[51].

---

46 **Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**
"Artículo 161.- Regla de expediente único
161.1 Sólo puede organizarse un expediente para la solución de un mismo caso, para mantener reunidas todas las actuaciones para resolver.
161.2 Cuando se trate de solicitud referida a una sola pretensión, se tramitará un único expediente e intervendrá y resolverá una autoridad, que recabará de los órganos o demás autoridades los informes, autorizaciones y acuerdos que sean necesarios, sin prejuicio del derecho de los administrados a instar por sí mismos los trámites pertinentes y a aportar los documentos pertinentes".

47 Morón Urbina, Juan Carlos. "Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General" Décimo cuarta edición, Tomo I, Gaceta Jurídica, Lima, 2019, Pp. 745.
"Como su objeto es brindar una condición material indispensable para la vigencia del derecho del administrado a la información, colisiona frontalmente con esta pauta general que la Administración lleve más de un expediente sobre sus asuntos, distinguiendo entre la información accesible y reservada, según favorezca o no a las posturas en debate, cree falsos expedientes, o figuritas análogas que priven de transparencia a los procedimientos".

48 Guzmán Napurí, Christian. "Manual del Procedimiento Administrativo General". Instituto Pacífico S.A.C., Lima, 2013, Pp. 505.
"Como evidente consecuencia de la importancia del expediente en el procedimiento administrativo, y como una garantía de la legalidad del mismo, la ley señala que solo puede organizarse un expediente para la solución de un mismo caso, para mantener reunidas todas las actuaciones para resolver".

49 Folio 4804 del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

50 Página 5 del escrito de descargos al inicio. Folio 76 del expediente: *"no es fácticamente posible que se sustente una imputación con hallazgos evidenciados hace aproximadamente (2) años y medio (...)".*

51 Sentencia recaída en el Expediente N° 3860-2013-AA/TC, f.j. 27 y 32:
"En tal sentido, la toma de conocimiento (referida en la cita precedente) que resulta relevante para el cómputo de la inmediatez laboral es el aviso al funcionario u órgano de la empresa que tenga potestad disciplinaria, es decir, al órgano que esté habilitado por la organización empresarial para

67. En ese sentido, teniendo en cuenta que el objeto del presente PAS es determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú respecto al incumplimiento de obligaciones ambientales, la aplicación del principio de inmediatez mencionado por el administrado no resulta pertinente. En ese sentido, corresponde desestimar el argumento del administrado en este extremo, debido a que el principio de inmediatez no constituye un límite para el ejercicio de la potestad sancionadora del OEFA en materia ambiental.

68. Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que, de acuerdo al Artículo 252° del TUO de la LPAG[52], la potestad sancionadora de OEFA prescribe dentro del plazo de cuatro (4) años de detectado el hecho presuntamente sancionable. Por lo tanto, considerando que los hechos imputados en el presente PAS fueron detectados durante las supervisiones del 27 al 29 de enero y del 6 al 11 de febrero de 2016, actualmente, OEFA se encuentra habilitado para determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú por las presuntas infracciones del presente PAS.

g. Sobre la presunta vulneración al principio de debido procedimiento administrativo

69. Petroperú afirmó que todo PAS del OEFA está condicionado a un procedimiento de supervisión previo. En consecuencia, dado que los informes emitidos por la Dirección de Evaluación que sirvieron como sustento -en parte- para el inicio del presente PAS no provienen de un procedimiento de supervisión, no se habría seguido un procedimiento regular, vulnerándose el principio de debido procedimiento administrativo.

70. De acuerdo al principio de verdad material recogido en el numeral 1.11 del Artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, la Autoridad Administrativa está obligada a verificar todos los hechos respecto a los cuales emitirá pronunciamiento. En ese sentido, tanto la Autoridad Instructora como la Autoridad Decisora del presente PAS deben realizar todas las acciones de instrucción necesarias para el esclarecimiento de los hechos materia del presente PAS.

71. En el marco de tales acciones de instrucción del presente procedimiento, la Autoridad Instructora incorporó al expediente del presente PAS los Informes emitidos por la Dirección de Evaluación que se encuentran referidos al análisis de los muestreos de

---

decidir si impone o no una sanción al trabajador infractor. Sobre él recaerá el examen de la pérdida o no de la oportunidad para sancionar, o del olvido o condonación de la falta. La negligencia de otros trabajadores de la empresa sin potestad disciplinaria en comunicar la falta laboral, o incluso la complicidad, no pone en peligro el tiempo razonable para su posterior investigación y sanción, en buena cuenta porque su actuación no representa la voluntad de la empresa para efectos de punir las faltas cometidas.
(...)
Ahora bien, respecto al cumplimiento del principio de inmediatez en el curso del propio procedimiento investigatorio (21 de julio de 2011) hasta el despido del demandante (30 de noviembre de 2011), debe apreciarse tanto la complejidad de los hechos que son materia de investigación como los actos que articulan el procedimiento de despido, que dependen en gran medida de cómo se organiza la empresa en su interior".

Consultado en: http://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2014/03860-2013-AA.pdf

52 **Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**
"Artículo 252.- Prescripción
252.1 La facultad de la autoridad para determinar la existencia de infracciones administrativas, prescribe en el plazo que establezcan las leyes especiales, sin perjuicio del cómputo de los plazos de prescripción respecto de las demás obligaciones que se deriven de los efectos de la comisión de la infracción. En caso ello no hubiera sido determinado, dicha facultad de la autoridad prescribirá a los cuatro (4) años.
252.2 El cómputo del plazo de prescripción de la facultad para determinar la existencia de infracciones comenzará a partir del día en que la infracción se hubiera cometido en el caso de las infracciones instantáneas o infracciones instantáneas de efectos permanentes, desde el día que se realizó la última acción constitutiva de la infracción en el caso de infracciones continuadas, o desde el día en que la acción cesó en el caso de las infracciones permanentes.
El cómputo del plazo de prescripción sólo se suspende con la iniciación del procedimiento sancionador a través de la notificación al administrado de los hechos constitutivos de infracción que les sean imputados a título de cargo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 255, inciso 3. Dicho cómputo deberá reanudarse inmediatamente si el trámite del procedimiento sancionador se mantuviera paralizado por más de veinticinco (25) días hábiles, por causa no imputable al administrado.
252.3 La autoridad declara de oficio la prescripción y da por concluido el procedimiento cuando advierta que se ha cumplido el plazo para determinar la existencia de infracciones. Asimismo, los administrados pueden plantear la prescripción por vía de defensa y la autoridad debe resolverla sin más trámite que la constatación de los plazos.
En caso se declare la prescripción, la autoridad podrá iniciar las acciones necesarias para determinar las causas y responsabilidades de la inacción administrativa, solo cuando se advierta que se hayan producido situaciones de negligencia".

calidad de agua, suelos, sedimentos, flora y fauna de las áreas de afectación de los derrames producidos en Imaza y Morona.

72. Cabe señalar que la Dirección de Evaluación emitió dichos informes en el marco de las acciones realizadas a raíz de los derrames de Imaza y Morona, conforme a las competencias establecidas en el literal a) del Artículo 11° de la Ley N° 29325 del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental modificada por la Ley N° 30011 (en lo sucesivo, Ley del SINEFA)[53] y en el Artículo 49° del Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM[54]. Por lo tanto, la información contenida en ambos informes fue obtenida dentro del marco de las competencias del OEFA.

73. De esta manera, considerando que la información contenida en los Informes de Evaluación N° 1 y 2 es relevante para la dilucidación de los hechos materia del presente procedimiento, la Autoridad Instructora del presente PAS incorporó dicha documentación al expediente y realizó las siguientes acciones:

- A efectos de mantener a salvo el derecho de defensa del administrado, mediante la Cédula N° 1098-2019-OEFA/CD[55], se notificó[56] al administrado una copia de dichos documentos, dentro de un disco compacto. En ese sentido, contrariamente a lo señalado por el administrado, tampoco se ha transgredido su derecho de defensa, toda vez que se ha notificado dicho documento, con la finalidad de que exprese sus descargos oportunamente.

- Se otorgó al administrado acceso al administrado de toda la documentación obrante en el Expediente N° 2566-2018-OEFA/DFAI/PAS[57].

74. Finalmente, se debe señalar que admitir el argumento de Petroperú limitaría la actuación instructiva de la Autoridad Administrativa únicamente a reevaluar la información proporcionada por la Dirección de Supervisión, desconociendo información que aporte hechos relevantes al procedimiento, simplemente por no provenir de una acción de supervisión. En ese sentido, tal limitación supondría una contravención al principio de impulso de oficio y de verdad material de la función administrativa, por lo que, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

h. La competencia del OEFA para fiscalizar las obligaciones contenidas en el PAMA del ONP

75. Petroperú alegó que el OEFA no tiene facultad sancionadora respecto a los compromisos asumidos en el PAMA del ONP, porque éste fue aprobado por el MINEM

---

53 **Ley N° 29325 del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental modificada por la Ley N° 30011**
"***Artículo 11.- Funciones generales***
11.1 El ejercicio de la fiscalización ambiental comprende las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización y sanción destinadas a asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en concordancia con lo establecido en el artículo 17, conforme a lo siguiente:
a) Función evaluadora: *comprende las acciones de vigilancia, monitoreo y otras similares que realiza el OEFA para asegurar el cumplimiento de las normas ambientales".*

54 **Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM**
"***Artículo 11.- Funciones generales***
11.1 El ejercicio de la fiscalización ambiental comprende las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización y sanción destinadas a asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en concordancia con lo establecido en el artículo 17, conforme a lo siguiente:
a) Función evaluadora: *comprende las acciones de vigilancia, monitoreo y otras similares que realiza el OEFA para asegurar el cumplimiento de las normas ambientales".*

55 Folio 850 del expediente.

56 Folios 844, 846, 848 y 850 del expediente.

57 Folio 870 del Expediente N° 2566-2018-OEFA/DFAI/PAS y folio 4804 del Expediente 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

y no por el Ministerio del Ambiente (en lo sucesivo, MINAM), como se desprendería del Literal c) del Numeral 11.1 del Artículo 11° y el Artículo 17° de la Ley del SINEFA, que se citan a continuación:

> **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, modificada por la Ley N° 30011.**
>
> ***"Artículo 11.- Funciones generales***
> *11.1 El ejercicio de la fiscalización ambiental comprende las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización y sanción destinadas a asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en concordancia con lo establecido en el Artículo 17, conforme a lo siguiente:*
> *(...)*
> *c) **Función fiscalizadora y sancionadora: comprende la facultad de investigar la comisión de posibles infracciones administrativas sancionables y la de imponer sanciones por el incumplimiento de obligaciones y compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental, de las normas ambientales, compromisos ambientales de contratos de concesión y de los mandatos o disposiciones emitidos por el OEFA, en concordancia con lo establecido en el Artículo 17.** Adicionalmente, comprende la facultad de dictar medidas cautelares y correctivas".*
>
> ***"Artículo 17.- Infracciones administrativas y potestad sancionadora***
> *Constituyen infracciones administrativas bajo el ámbito de competencias del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) las siguientes conductas:*
> *a) El incumplimiento de las obligaciones contenidas en la normativa ambiental.*
> *b) **El incumplimiento de las obligaciones a cargo de los administrados establecidas en los instrumentos de gestión ambiental señalados en la normativa ambiental vigente.***
> *c) El incumplimiento de los compromisos ambientales asumidos en contratos de concesión.*
> *d) El incumplimiento de las medidas cautelares, preventivas o correctivas, así como de las disposiciones o mandatos emitidos por las instancias competentes del OEFA.*
> *e) Otras que correspondan al ámbito de su competencia.*
> *El cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables antes mencionadas es obligatorio para todas las personas naturales o jurídicas que realizan las actividades que son de competencia del OEFA, aun cuando no cuenten con permisos, autorizaciones ni títulos habilitantes para el ejercicio de las mismas. Esta disposición es aplicable a todas las Entidades de Fiscalización Ambiental (EFA), respecto de sus competencias, según corresponda.*
> *Cuando el OEFA obtenga indicios razonables y verificables del incumplimiento de las condiciones para que una actividad se encuentre en el ámbito de competencias de los gobiernos regionales, y por tanto su condición actual debiera corresponder al ámbito de competencias del OEFA, este se encuentra facultado para desarrollar las acciones de fiscalización ambiental a que hubiere lugar.*
> *Las acciones que ejerza el OEFA, conforme a lo señalado en el presente Artículo, se realizan sin perjuicio de las competencias que corresponden a los gobiernos regionales y demás Entidades de Fiscalización Ambiental (EFA), así como al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y a otras entidades sectoriales, conforme a sus competencias.*
> *Mediante decreto supremo refrendado por el ministro del Ambiente a propuesta del OEFA, se establecen disposiciones y criterios para la fiscalización ambiental de las actividades mencionadas en los párrafos anteriores.*
> ***El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) ejerce la potestad sancionadora respecto de las obligaciones ambientales establecidas en los planes, programas y demás instrumentos de gestión ambiental que corresponda aprobar al Ministerio del Ambiente (MINAM).***
> *Mediante resolución de Consejo Directivo del OEFA se tipifican las conductas y se aprueba la escala de sanciones aplicables. La tipificación de infracciones y sanciones generales y transversales será de aplicación supletoria a la tipificación de infracciones y sanciones que utilicen las EFA."*
>
> (Énfasis agregado)

76. Contrariamente a lo alegado por el administrado, de los Artículos antes citados se desprende que el OEFA es el organismo competente para fiscalizar los compromisos establecidos en los instrumentos de gestión ambiental, debiendo resaltarse que conforme al literal b del Artículo 17° de la Ley del SINEFA constituyen infracciones administrativas bajo el ámbito de competencias del OEFA el incumplimiento de las obligaciones a cargo de los administrados establecidas en los instrumentos de gestión ambiental señalados en la normativa ambiental vigente.

77. En ese sentido, aun cuando el PAMA del ONP haya sido aprobado por el MINEM, el mismo constituye un instrumento de gestión ambiental contemplado en la normatividad ambiental vigente, toda que se encuentra recogido en el Artículo 26° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en lo sucesivo LGA). Debe resaltarse

además que el PAMA es un instrumento de gestión ambiental correctivo que el administrado presentó para adecuar sus actividades de hidrocarburos a la normativa ambiental, lo que corrobora que los compromisos que contiene constituyen obligaciones ambientales fiscalizables cuyo cumplimiento resulta plenamente exigible a Petroperú en su calidad de titular del ONP[58].

78. Por otro lado, según Petroperú, de acuerdo con la Ley N° 29901, "Ley que Supervisa las Competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas", el OEFA no tiene facultades para fiscalizar ni sancionar incumplimientos referidos a las actividades de seguridad y operatividad del ducto en el subsector hidrocarburos, tal como, según indica el administrado, lo reconoció el supervisor del OEFA en su declaración testimonial derivada del Expediente N° 003-2018-99-0102-JP-P-02.

79. Al respecto, se debe precisar que las imputaciones materia de análisis en el presente PAS se refieren a presuntos incumplimientos obligaciones ambientales fiscalizables contenidas en el PAMA del ONP y en el Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM, cuya supervisión y fiscalización recae en el OEFA, conforme se desprende de la RSD de inicio del PAS como de la RSD de variación.

80. De este modo, dado que el OEFA es el organismo competente para la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables contenidas en los instrumentos de gestión ambiental así como en la normativa ambiental sectorial correspondiente, el ejercicio de sus competencias de ningún modo implica la fiscalización de obligaciones en materia de seguridad del ONP, materia que corresponde al OSINERGMIN, conforme se señala en el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 088-2013-PCM[59] donde se indica que la competencia del OSINERGMIN está referida a aspectos de seguridad de la infraestructura, de las instalaciones y de las operaciones en las actividades del sector energía y minería.

81. En consecuencia, al haberse verificado la competencia del OEFA para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidos en el PAMA del ONP, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

i. Los alcances de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP y la presunta vulneración del principio del debido procedimiento administrativo y del derecho de defensa

82. Petroperú alegó que se habría vulnerado el principio del debido procedimiento y su derecho de defensa debido a que no correspondería fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de todo el ONP sobre la base de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP, conforme a las siguientes consideraciones:

- La modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP, y las medidas de manejo y mantenimiento planteadas en la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA aplican únicamente a las válvulas en cruce de ríos (área de alta consecuencia) y no a todo el ONP. La aprobación de medidas específicas para el

---

58 *Mediante Resolución N° 001-2011-OEFA/CD, el Consejo Directivo del OEFA aprobó los aspectos objeto de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidades provenientes del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, OSINERGMIN), estableciéndose como fecha efectiva de transferencia de funciones el 04 de marzo de 2011.*

59 ***Decreto Supremo N° 088-2013-PCM, que aprobó el listado de funciones técnicas bajo la competencia del OSINERGMIN***
"Artículo 2.- Disposiciones legales y técnicas materia de competencia del OSINERGMIN. -
Las disposiciones legales y técnicas en las actividades de los sectores de energía y minería materia de competencia de OSINERGMIN están referidas a los aspectos de seguridad de la infraestructura, las instalaciones y la gestión de seguridad de sus operaciones; y, cuando corresponda, a la calidad. Tales disposiciones incluyen los aspectos indicados en los Anexos aprobados en el artículo 1 del presente Decreto Supremo. No se encuentran bajo el ámbito de competencia del OSINERGMIN la supervisión y fiscalización de las disposiciones legales y técnicas referidas a la seguridad y salud en el trabajo, en los sectores de energía y minería, que corresponden al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo; así como tampoco la supervisión y fiscalización de las disposiciones legales y técnicas ambientales, que corresponden al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental."

mantenimiento de las válvulas en el cruce de ríos se debió a que dichos componentes requieren contar con medidas de mantenimiento rigurosas y cuantificables para evitar fallas y potenciales accidentes, al estar sumergidas o en contacto constante con el agua. Sin embargo, no todos los componentes del ONP presentan la característica de estar cerca, rozar o cruzar ríos; por lo que no les son exigibles dichas medidas para todo el ONP.

- Petroperú cumple con las actividades de mantenimiento concernientes a las válvulas que cruzan los ríos, y realiza el mantenimiento de todo el ONP, como se demuestra en el Plan Maestro de Mantenimiento que se presenta al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN.

- Petroperú realiza el mantenimiento predictivo, mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo cuando corresponde, en base al Plan Maestro de Mantenimiento y las actividades de mantenimiento establecidas en el PAMA del ONP (y no de las válvulas).Los resultados de todas las actividades de mantenimiento son reportados al OSINERGMIN, entidad competente para evaluar los aspectos técnicos y de mantenimiento del ONP y quien determina que las actividades de mantenimiento fueron ejecutadas como corresponde.

83. Al respecto, contrariamente a lo señalado por Petroperú, de la revisión integral de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP se observa que contrariamente a lo alegado por el administrado, coexisten compromisos que resultan aplicables a todos los componentes del ONP, así como compromisos específicamente aplicables a las instalaciones ubicadas en los cruces de ríos.

84. Precisamente, el TFA ha corroborado la coexistencia de ambos tipos de compromisos en la resolución N° 065-2016-TFA-SEE recaída en el expediente N° 013-2013-OEFA/DFSAI/PAS, conforme se cita a continuación:

> (...)
> 90. Atendiendo a ello, en el prese caso, el compromiso cuyo incumplimiento se le imputa al administrado está recogido en el "Plan de Manejo Ambiental" del PAMA del ONP, el cual establece lo siguiente:
>
> *(...)*
>
> *"1.1. Inspecciones Topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano (ONP) y el Oleoducto Ramal Norte (ORN).*
>
> *1.2. Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ONR, las que consisten en:*
> *- Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; e*
> *- Inspección geométrica.*
>
> *1.3. Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza Kilómetro 176 ONP y Utcubamba.*
>
> *1.4. Proyectarse a las comunidades vecinas al ONP y ONR, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.*
>
> *1.5. Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.*
>
> *1.6. Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las cuatro estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicados en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.*
>
> *1.7. Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.*
>
> *1.8. Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto:*
> *- Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo,*
> *- Continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en el tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones (...)."*
>
> 91. Del compromiso ambiental transcrito precedentemente, se aprecia que Petroperú se comprometió a realizar de manera continua acciones de mantenimiento al ONP con la finalidad de evitar la contaminación ambiental, y así, corregir la situación planteada por ellos mismos en su PAMA (referida al reducido mantenimiento que se venía aplicando en los procesos e instalaciones del Oleoducto). Asimismo, es posible advertir que de manera específica se comprometió a llevar a cabo las acciones

para que aquellos casos en los cuales las instalaciones del ONP se encontraban en los cruces de ríos. Sobre el primer supuesto, es decir, acciones de mantenimiento preventivo para las instalaciones del ONP, entre otros se comprometió a lo siguiente:

- *Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte, las que consisten en: i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, así como, ii) inspección geométrica.*
- *Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicadas en las estaciones 5,7,9 y Bayóvar, para el control de l a inspección interna por el comportamiento del biocia a través del conteo bacterial.*
- *Transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuterno de disco o cepas continuamente.*

91.**Partiendo de lo antes expuesto, existe, a criterio de esta Sala, certeza a nivel de precisión suficiente en la descripción del compromiso recogido en el PAMA del ONP, siendo que algunos de los compromisos son aplicables a todas las instalaciones del ONP, mientras que otros, solo aquellas instalaciones en cruce de ríos.**

(Énfasis agregado)

85. Al respecto, se ha verificado que los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 (cuyo incumplimiento es materia de análisis en el presente PAS) resultan aplicables para la limpieza, prevención de la corrosión y análisis de la integridad interna y externa en cualquier tramo de un ducto; tal como se detalla en la siguiente tabla:

Tabla N° 5: Análisis de la exigibilidad de los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

Compromisos contenidos en la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP	Análisis
Compromiso 1.2	Compromiso referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, las mismas que tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía[60]. Respecto de las inspecciones geométricas, estos son procedimientos que se efectúan con la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Información que resulta relevante para poder determinar si el raspatubo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas[61].
Compromiso 1.7	Compromiso relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o copas son utilizadas para identificar los defectos por corrosión[62] de la tubería.
Compromiso 1.8	El monitoreo de potenciales de protección catódica tiene por finalidad determinar si una estructura (oleoducto) se encuentra adecuadamente protegida contra la corrosión externa, basado en la medición de lectura de voltaje (f.e.m.) entre la estructura y un electrodo de referencia. Por su parte, el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno permite determinar el nivel de corrosividad de un suelo, ya que está directamente relacionado con la cantidad total de sales disueltas[63]. Es decir, suelos con baja resistividad aumentan las reacciones de corrosión. Asimismo, las inspecciones visuales sobre el DDV permiten localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería (picaduras, abolladuras,

[60] Yasksetig Castillo, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánico Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 14.

[61] Rubio Carlos y Obdulio Marrero. *Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías*, Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI), Querétaro, México, 2010, p.1.

[62] Reyna Cruz, Jesús Alberto. *Métodos de rehabilitación de defectos en ducto de transporte detectados mediante herramientas para limpieza o inspección interior de ductos*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Mecánico en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. México: Instituto Politécnico Nacional, 2008, pp. 66-68.

[63] Mariana José Rodríguez Estébanez. "Diagnóstico de los niveles de corrosión externa en el Oleoducto Guárico-Sanvi". Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente para la obtención del título de Ingeniero Químico – Venezuela 2010, pág. 56.

	fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), así como detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)[64], y condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto.

Elaboración: DFAI

86. Conforme a lo previamente expuesto, las acciones comprendidas en los compromisos previamente señalados corresponden a inspecciones aplicables a todas las instalaciones del ONP. Por lo tanto, los compromisos N° 2, 7 y 8 de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP resultan plenamente aplicables al presente caso, evidenciándose que no existe vulneración a la observancia del debido proceso y derecho de defensa, quedando desvirtuados los argumentos alegados por Petroperú en este extremo.

87. Finalmente, en la medida que la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA, involucra nuevos compromisos que son aplicables a la operación del ONP, en adelante se hará referencia únicamente al PAMA del ONP.

j. La presunta nulidad de la Resolución Subdirectoral de Variación de la imputación de cargos

88. Petroperú sostuvo que para que la Autoridad Instructora se encuentre facultada a variar la imputación de cargos no solo debe precisar los hechos imputados (valorar distintamente los hechos y/o variar su calificación jurídica), sino debe identificar y esclarecer los hechos reales ocurridos en aplicación de los principios de impulso de oficio y verdad material. Por tanto, conforme al Artículo 228-B° (sic) del TUO de la LPAG, procede ampliar o variar el hecho imputado solo en caso se detecten incumplimientos adicionales a los expresados inicialmente en el objeto de la acción de fiscalización, producto de acciones o diligencias distintas a las realizadas inicialmente.

89. No obstante, según Petroperú en la resolución de variación de la imputación de cargos no se realizó una valoración distinta de los hechos imputados, ni una interpretación diferente de la norma aplicable, así como tampoco se han detectado incumplimientos adicionales a los expresados en la RSD de inicio del presente PAS, toda vez que no se realizaron acciones y/o diligencias adicionales, como se documentos que sustentan la resolución de variación de la imputación de cargos. Por tanto, el administrado alegó la presunta nulidad de RSD de variación por contravenir el marco legal vigente.

90. Al respecto, el Artículo 7° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD (en lo sucesivo, RPAS)[65] establece que en cualquier etapa del PAS del OEFA, previa a la emisión de la resolución final, es posible ampliar o variar la imputación de cargos. Dicha norma que sustentó la RSD de variación no limita la variación de la imputación a cargos a una distinta valoración de los hechos imputados o a una interpretación diferente de las normas, toda vez que la Autoridad Instructora se encuentra facultada a precisar los hechos imputados –valorar distintamente los hechos y/o variar la calificación jurídica de los hechos, modificar, e incluso, de ser el caso, ampliar la imputación de cargos bajo la premisa de que debe identificar y esclarecer los hechos reales ocurridos en aplicación de los principios de impulso de oficio y de verdad material[66]

---

64 Hernández Galván, Beatriz. Tesis "Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos". México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, pp. 49.

65 Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD
Artículo 7°.- Variación de la imputación de cargos
En cualquier etapa del procedimiento, antes de la emisión de la resolución final, se pueden ampliar o variar las imputaciones; otorgando al administrado un plazo para presentar sus descargos conforme a lo establecido en el Numeral 6.1 del Artículo 6° del presente Reglamento.

66 **Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS**

91. En ese sentido, en el presente caso la Autoridad Instructora resolvió variar la imputación de cargos, en atención a reiterados pronunciamientos emitidos por el TFA durante el año 2018[67], al verificarse que las imputaciones materia de análisis en el presente PAS comprendían más de un hecho que individualmente constituye infracción administrativa, en la medida que resultan aplicables distintos subtipos infractores que contienen elementos incompatibles con distinto nivel de gravedad.

92. Cabe resaltar que la Autoridad Instructora además de motivar su decisión sustentándola en lo señalado de manera precedente, notificó a Petroperú la variación de la imputación de cargos y le otorgó un plazo de veinte (20) días hábiles a efectos de que presente sus descargos, cumpliendo con el requisito establecido en el Artículo 7° del RPAS.

93. Por otro lado, respecto a la aplicación del Artículo 228-B del TUO de la LPAG, se debe precisar que el contenido de la norma al que hace referencia el administrado es el inciso 7 del numeral 240.2 del Artículo 240° del TUO de la LPAG, referido a las facultades de las entidades que realizan actividad de fiscalización, el mismo que literalmente señala lo siguiente:

> **"Artículo 240.- Facultades de las entidades que realizan actividad de fiscalización**
> 240.1 Los actos y diligencias de fiscalización se inician siempre de oficio, bien por propia iniciativa o como consecuencia de orden superior, petición motivada o por denuncia.
> 240.2 La Administración Pública en el ejercicio de la actividad de fiscalización está facultada para realizar lo siguiente:
> 1. Requerir al administrado objeto de la fiscalización, la exhibición o presentación de todo tipo de documentación, expedientes, archivos u otra información necesaria, respetando el principio de legalidad.
> El acceso a la información que pueda afectar la intimidad personal o familiar, así como las materias protegidas por el secreto bancario, tributario, comercial e industrial y la protección de datos personales, se rige por lo dispuesto en la Constitución Política del Perú y las leyes especiales.
> 2. Interrogar a las personas materia de fiscalización o a sus representantes, empleados, funcionarios, asesores y a terceros, utilizando los medios técnicos que considere necesarios para generar un registro completo y fidedigno de sus declaraciones.
> La citación o la comparecencia personal a la sede de las entidades administrativas se regulan por los Artículos 69 y 70.
> 3. Realizar inspecciones, con o sin previa notificación, en los locales y/o bienes de las personas naturales o jurídicas objeto de las acciones de fiscalización, respetando el derecho fundamental a la inviolabilidad del domicilio cuando corresponda.
> 4. Tomar copia de los archivos físicos, ópticos, electrónicos u otros, así como tomar fotografías, realizar impresiones, grabaciones de audio o en video con conocimiento previo del administrado y, en general, utilizar los medios necesarios para generar un registro completo y fidedigno de su acción de fiscalización.
> 5. Realizar exámenes periciales sobre la documentación y otros aspectos técnicos relacionados con la fiscalización.
> 6. Utilizar en las acciones y diligencias de fiscalización equipos que consideren necesarios. Los administrados deben permitir el acceso de tales equipos, así como permitir el uso de sus propios equipos, cuando sea indispensable para la labor de fiscalización.
> **7. Ampliar o variar el objeto de la acción de fiscalización en caso que, como resultado de las acciones y diligencias realizadas, se detecten incumplimientos adicionales a los expresados inicialmente en el referido objeto.**
> 8. Las demás que establezcan las leyes especiales."

(Énfasis agregado)

---

*"Artículo IV.- **Principios del procedimiento administrativo***
1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:
(...)
*1.3. **Principio de impulso de oficio.** - Las autoridades deben dirigir e impulsar de oficio el procedimiento y ordenar la realización o práctica de los actos que resulten convenientes para el esclarecimiento y resolución de las cuestiones necesarias.*
(...)
*1.11. **Principio de verdad material.** - En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas. (...)".*

[67] A modo de ejemplo se puede revisar el contenido de las siguientes resoluciones emitidas por el TFA: Resolución N° 402-2018-OEFA/TFA-SMEPIM (https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=32547) Resolución N° 430-2018-OEFA/TFA-SMEPIM (https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=32804), Resolución N° 018-2019-OEFA/TFA-SMEPIM (https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=33912).

94. Como es de verse la ampliación o variación del objeto de la acción de fiscalización a la que se refiere el Artículo precitado no es equivalente o asimilable a la variación de la imputación de cargos a la que se refiere el Artículo 7° del TUO del RPAS, toda vez que la norma invocada por Petroperú alude a la modificación de la finalidad del conjunto de actos o diligencias de investigación, control o inspección de las obligaciones, prohibiciones y otras limitaciones exigibles a los administrados que realiza el OEFA en ejercicio de la función de supervisión.

95. En efecto, el Artículo 240° del TUO de la LPAG se enmarca en el capítulo referido a la actividad administrativa de fiscalización, el mismo que en el caso de las funciones del OEFA se refiere exclusivamente a la función de supervisión directa, por lo que no regula la variación de la imputación de cargos realizada en el marco del PAS de este organismo. Como consecuencia de ello, se verifica que mediante el referido acto no se generó vulneración a principio o precepto normativo, correspondiendo que se desestime lo alegado por el administrado en este extremo.

k. El presunto error de la Autoridad Instructora por imputar la responsabilidad administrativa de Petroperú "de manera fragmentada"

96. Como parte de las "consideraciones adicionales" expuestas por administrado en su escrito de descargos al IFI, específicamente respecto a la aplicación del principio de concurso de infracciones[68], Petroperú literalmente lo siguiente:

> "Igualmente, la Autoridad Instructora incurre en error al imputarnos responsabilidad administrativa de manera fragmentada, pues, si bien los hechos acaecieron en distintas fechas, estos solo deben de ser para la gravedad a la imputación más no para pretender subdividir una infracción en distintas imputaciones."

97. El inciso 4 del Artículo 248° del TUO de la LPAG recoge el principio de tipicidad, conforme al cual sólo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o por analogía. De acuerdo con ello, el mandato de tipificación, no solo se impone al legislador cuando redacta la infracción, sino también a la Autoridad Instructora cuando instruye un PAS y, en dicho contexto, realiza la subsunción de una conducta específica en el tipo legal de la infracción, por lo que los hechos imputados deben corresponder con la conducta descrita en el tipo infractor.

98. Al respecto, tal como se señaló expresamente en la RSD de variación de la imputación de cargos el TFA ha señalado en reiterados pronunciamientos que los supuestos que se subsumen en diversos subtipos infractores de cada norma tipificadora aplicable deben ser analizados de manera individual, en tanto contienen elementos incompatibles con distinto nivel de gravedad, ello a efectos de que se realice una correcta aplicación del principio de tipicidad, conforme se cita a continuación:

> **Resolución N° 402-2018-OEFA/TFA-SMEPIM, fundamento 38**[69]
> *"Sobre el particular, debe señalarse que la autoridad decisora debe realizar una distinción clara de cada uno de los tipos infractores que se le imputa a los administrados. En este caso específico, el órgano resolutor debió distinguir entre los supuestos previstos en el numeral 2.3 del rubro 2 del Cuadro Anexo de la RCD N° 035-2015-OEFA/CD, en tanto contienen elementos incompatibles entre ellos y a cada uno de ellos se le ha asignado un distinto nivel de gravedad. Precisamente, a eso responde la diversa cuantificación de las sanciones previstas por el ordenamiento para cada uno de ellos".*
>
> **Resolución N° 430-2018-OEFA/TFA-SMEPIM, fundamento 46**[70]

68 Tema que será analizado en la parte final de la presente resolución.

69 Resolución disponible en: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=32547.

70 Resolución disponible en: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=32804.

"En efecto, en el presente caso, es posible advertir que si bien la Autoridad Instructora señaló el supuesto en el cual se pudo haber configurado el hecho que dio origen al procedimiento administrativo sancionador materia de análisis (vale decir, el no adoptar las medidas de prevención para evitar impactos ambientales negativos en el suelo, producto del derrame de petróleo crudo ocurrido el 7 de setiembre de 2017 en el sump tank de las bombas EB-04 y EB-05 de la Batería 1 del Lote 8); cierto es que, la mencionada autoridad no consideró que dicha infracción establece además dos subtipos infractores, los mismos que al ser independientes, ameritan ser analizados de manera individual, a efectos de que se realice una correcta aplicación del principio de tipicidad".

Resolución N° 018-2019-OEFA/TFA-SMEPIM, fundamento 48[71]
"En efecto, en el presente caso, es posible advertir que si bien la Autoridad Instructora señaló el supuesto en el cual se pudo haber configurado el hecho que dio origen al procedimiento administrativo sancionador materia de análisis (vale decir, el no adoptar las medidas para prevenir los impactos ambientales negativos en el suelo, ocasionados por el derrame de petróleo ocurrido el 20 de julio de 2017 en el km 15+260 del Oleoducto Corrientes Saramuro); cierto es que, la mencionada autoridad no consideró que dicha infracción establece además dos subtipos infractores, los mismos que al ser independientes, ameritan ser analizados de manera individual, a efectos de que se realice una correcta aplicación del principio de tipicidad".

99. En el presente caso, las imputaciones contenidas en las Tablas N° 1 y 2 de la RSD de imputación de cargos comprendían más de un hecho que individualmente constituye infracción administrativa, toda vez que resultan aplicables distintos subtipos infractores, en función a los tipos de daños que derivan de la comisión de las infracciones atribuidas al administrado. Ello sustentó la variación de la imputación de cargos, separando cada hecho imputado para su análisis de forma independiente, En consecuencia, conforme a los pronunciamientos del TFA y en observancia del principio de tipicidad recogido en el numeral 4 del Artículo 248° del TUO de la LPAG, la RSD de variación de la imputación de cargos se ajusta a lo establecido en la normativa y no adolece del "error" señalado por el administrado[72].

I. La presunta vulneración del debido proceso y del derecho de defensa de Petroperú

100. Petroperú indicó que en la lectura del expediente del 8 de mayo del 2019 observó que no se había notificado la incorporación al presente PAS de ILADS, IDL y el GANW, lo cual constituiría una grave vulneración del debido proceso. Sin embargo, tal como se detalla en la siguiente tabla, las resoluciones subdirectorales mediante las cuales se incorporó a los terceros antes señalados al presente PAS, fueron oportunamente notificadas a Petroperú, a tal punto que el administrado tuvo la oportunidad de apelar dichas incorporaciones, las mismas que fueron confirmadas por el TFA:

Tabla N° 6: La incorporación de los terceros administrados en el presente PAS

Tercero administrado	Resolución con la que se incorpora al PAS	Fecha de notificación de la resolución a Petroperú	Resolución del Tribunal de Fiscalización Ambiental que confirma su incorporación
Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú – IDLADS	N° 2362-2018-OEFA/DFAI/SFEM	17 de julio del 2018 (folio 17 del expediente)	N° 327-2018-OEFA/TFA-SMEPIM
Instituto de Defensa Legal - IDL	N° 2905-2018-OEFA/DFAI/SFEM	02 de enero del 2019 (folio 626 del expediente)	N° 078-2019-OEFA/TFA-SMEPIM
Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis	N° 2906-2018-OEFA/DFAI/SFEM	02 de enero del 2019 (folio 627 del expediente)	N° 079-2019-OEFA/TFA-SMEPIM

Elaboración: DFAI.

71 Resolución disponible en: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=33912.

72 Lo señalado en este punto evidencia que la variación de la imputación de cargos se orientó a preservar un principio que hace viable el ejercicio del derecho de defensa por parte del administrado, por lo que se debe rechazar de manera categórica cualquier afirmación expresada por el administrado orientada a atribuir otro tipo de finalidad.

101. Por otro lado, Petroperú manifestó que los medios probatorios aportados por los terceros administrados en las cuales constan declaraciones respecto a afectaciones a la salud, a la flora y a la fauna fueron notificados recién el 14 de mayo del 2019, conjuntamente con afirmaciones en su idioma natal (sic). Asimismo, señala que la traducción de tales afirmaciones fue notificada el 06 de junio del 2019, después de los requerimientos que realizó el 20 y 24 de mayo del 2016. Por tanto, según el administrado se habría configurado una grave configuración del debido proceso.

102. Petroperú alegó que la Autoridad Instructora en el IFI habría tratado de soslayar la información aportada por los terceros administrados, al distinguir entre actos administrativos y actos de administración, pese a que se trataban de medios probatorios incorporados en el PAS que debieron ser notificados en su oportunidad para ejercer adecuadamente su derecho defensa.

103. Sobre esto último es pertinente señalar que, en los descargos a la variación de la imputación de cargos, Petroperú manifestó que el 8 de mayo del 2019 hizo lectura del expediente observando que el IDLADS presentó la carta s/n del 13 de febrero del 2019; y, que, en base a ello, se habría llevado a cabo una audiencia de actuación testimonial del 30 de abril del 2019. Durante esta audiencia, según Petroperú (i) se señaló que el testimonio se incorporaría al expediente, sin que se haya dispuesto su notificación al administrado; y, (ii) la señorita Lizeth Atamain Uwarani hizo referencia a testimonios recogidos en videos; sin embargo, estos videos no se encontraban en el expediente al momento de la lectura. En tal sentido, se configuraría una irregular actuación del OEFA que vulneraría su derecho de defensa.

104. Asimismo, respecto a estos hechos durante la audiencia de informe oral realizada el 8 de julio del 2019 el administrado manifestó que el debido proceso implica que se tenga conocimiento, previo y oportuno, de los diferentes actos procesales que los pudieran afectar, a fin de que tengan la oportunidad de ejercer, según la etapa procesal o administrativa, los derechos procesales que correspondan, caso contrario se estaría generando una situación de indefensión que implica una vulneración del contenido constitucionalmente protegido del derecho invocado.

105. A fin de evaluar lo señalado por el administrado se debe tener en cuenta la siguiente sucesión de hechos:

- 6 de diciembre del 2018[73]: IDLADS solicitó se actúen en el PAS los testimonios de Liseth Atamain Uwarai y Wrays Perez Ramirez.

- 12 de febrero del 2019[74]: dicha comunicación fue complementada por ILADS mediante la Carta s/n presentada al OEFA.

- 24 de abril del 2019[75]: mediante la Carta N° 731-2019-OEFA/DFAI de la misma fecha, se comunicó al IDLADS que se dispuso realizar una audiencia de actuación testimonial, en atención a su solicitud y en mérito a lo dispuesto en el Artículo 177° del TUO de la LPAG.

---

73 Registro de trámite documentario N° 2018-E01-098496.

74 Registro de trámite documentario N° 2019-E01-017082.

75 **Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS**
Artículo 177°.- Medios de prueba
Los hechos invocados o que fueren conducentes para decidir un procedimiento podrán ser objeto de todos los medios de prueba necesarios, salvo aquellos prohibidos por disposición expresa. En particular, en el procedimiento administrativo procede:
1. Recabar antecedentes y documentos.
2. Solicitar informes y dictámenes de cualquier tipo.
3. Conceder audiencia a los administrados, interrogar testigos y peritos, o recabar de las mismas declaraciones por escrito.
(…)".

- 30 de abril del 2019: se llevó a cabo la audiencia testimonial de la señorita Lizeth Atamain Uwarani, en la cual hizo referencia a archivos de video que presentará al OEFA mediante el IDLADS, tal como lo indica Petroperú en sus descargos a la variación.

- 8 de mayo del 2019: Petroperú hizo lectura del expediente, conforme a la constancia firmada en el mismo día por la señora Sonia Sandoval Peralta.

- 9 de mayo del 2019: el IDLADS presentó la Carta s/n[76] en la que presentó diversos archivos audiovisuales de marzo del 2016, grabados en las comunidades de Chipe, Umukai y Wachapea, próximas a los derrames analizados en el presente PAS.

- 14 de mayo del 2019: en atención a los videos presentados, mediante la Carta Nº 673-2019-OEFA/SFEM se remitió a Petroperú: i) el video de la audiencia de actuación testimonial del 30 de abril del 2019; y, ii) los registros audiovisuales presentados por el IDLADS el 9 de mayo del 2019. A su vez, en dicha carta se indicó a Petroperú que se remitían dichos actuados con el fin que pueda ejercer su derecho de defensa.

- 21 de mayo del 2019: Petroperú presentó el escrito registro N° 52306 mediante la cual se pronunció respecto a la información que le fue notificada a través de la Carta Nº 673-2019-OEFA/SFEM.

- 23 de mayo del 2019: mediante la carta N° 729-2019-OEFA/DFAI-SFEM se remitió a Petroperú copia de los escritos con registros N° 098496 y N° 017082, -los mismos que previamente ya habían sido notificados a través de la carta Nº 673-2019-OEFA/SFEM- en virtud de la solicitud efectuada por el administrado en el escrito con registro N° 52268 del 20 de mayo del 2019.

- 27 de mayo del 2019: a través del escrito con registro N° 53684 Petroperú señaló que con el escrito con registro N° 52268 del 20 de mayo del 2019 solicitó copia de la carta N° 731-2019-OEFA/DFSAI-SFEM, la misma que según el administrado se notificó solo a través de la carta N° 729-2019-OEFA/DFAI-SFEM.

- 29 de mayo del 2019: a través del escrito con registro N° 054749 Petroperú se pronunció respecto a la información que le fue notificada mediante la carta N° 729-2019-OEFA/DFAI-SFEM y solicitó que se requiera a IDLADS la traducción a idioma español de los testimonios presentados.

- 05 de junio del 2019: mediante la carta N° 774-2019-OEFA/DFAI/SFEM se corrió traslado a Petroperú del escrito presentado por IDLADS con la traducción a idioma español de los testimonios que remitió previamente.

- 12 de junio del 2019: Petroperú presentó el escrito con registro N° 058261 mediante el cual se pronunció respecto al escrito presentado por IDLADS con la traducción a idioma español de los testimonios que remitió previamente.

106. De la sucesión de hechos previamente reseñados se desprende que la información aportada por el tercero administrado IDLADS fue puesta en conocimiento de Petroperú y que éste tuvo la oportunidad de pronunciarse respecto a su contenido. Ello evidencia que durante el presente PAS se respetó la garantía del debido proceso

---

[76] Registro de trámite documentario 2019-E01-049086.

y que de ninguna manera se vulneró el derecho de defensa del administrado. Por tanto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

m. La configuración de la condición eximente de responsabilidad por subsanación voluntaria antes del inicio del PAS

107. Petroperú alegó que al amparo de lo dispuesto en el Artículo 255° del TUO de la LPAG aprobado mediante Decreto Supremo 006-2017-JUS (actualmente el Artículo 257° del TUO de la LPAG), el Artículo 15° de la Resolución de Consejo Directivo N° 005-2017-OEA/CD modificado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 018-2017-OEA/CD (actualmente el Artículo 20° de la Resolución de Consejo Directivo N° 006-2019-OEA/CD), corresponde aplicar la condición eximente de responsabilidad por subsanación de las conductas infractoras imputadas en el presente PAS[77].

108. De acuerdo a lo establecido en el Literal f) del Numeral 1 del Artículo 257° del TUO de la LPAG, constituye condición eximente de la responsabilidad, la subsanación voluntaria por parte del posible sancionado del acto u omisión imputado como constitutivo de infracción administrativa, con anterioridad a la notificación de la

---

[77] Por las siguientes consideraciones detalladas a continuación:

- La subsanación del hallazgo entre la emisión del informe de supervisión y el inicio del PAS, es concordante con la finalidad de la supervisión dispuesta en el Artículo 3° del derogado Reglamento de Supervisión Directa, prerrogativa del administrado que debe ser interpretada en sentido amplio.

- Las acciones que se efectuaron antes del inicio del PAS son las siguientes:

a) Limpieza interna del ducto mediante raspatubos.
b) Uso de inhibidores de corrosión.
c) Uso de Biocidas.
d) Drenaje del agua contenida en el ducto.
e) Para acreditar dichas actividades, se adjunta (i) el pase del raspatubo de limpieza antes y después del evento en el Kilómetro 440+781 Tamo II, (ii) el pase de raspatubos de limpieza antes y después del evento en el Km 206+035 Tramo ORN (anexo 1.E de los descargos al inicio y anexo 1.G del descargos a la variación) y ii) un CD con los trabajos de mantenimiento realizados en la progresiva Km 440+781 y KM206+035, antes y después de los eventos, según la relación adjunta en el anexo 1.F del escrito de descargos.

- **Respecto a la salud humana**

Con las comunicaciones N° OPE4-578-2016 del 14 de abril del 2016 y sole-341-2016 (Anexo 1-G), presentadas a la Dirección de Supervisión del OEFA, se acreditó y evidenció que luego de ocurridas las contingencias ambientales en los kilómetros 440+781 y 206+305, se procedió inmediatamente a la asistencia médica gratuita a los pobladores de las comunidades aledañas a la zona de emergencia; así como la entrega de agua y víveres.

De las atenciones médicas, se deja constancia que las enfermedades más prevalentes en las comunidades son las parasitarias, las respiratorias y las de tracto gastrointestinal, ello en atención a la falta de saneamiento ambiental y servicios de agua y desagüe, las cuales no tienen relación directa a los efectos de los derrames.

- **Respecto a la flora y fauna**

Conforme acreditamos con las evaluaciones y monitoreos de flora, fauna, agua y suelo e Informes de Cierre de Actividades - Comunicaciones SEHS-JAAM-1397-2016 (16 de diciembre del 2016), Escrito del 20 de enero del 2017 con registro N° 7398, SAMB-JEDA-963-2017 (29 de diciembre del 2017) JEDA-125-2018 (28 de febrero del 2018) y JEDA-231-2018 (28 de marzo del 2018) - Informe de Evaluación de la Recuperación de las Áreas Afectadas por los Derrames de Petróleo, ocurridos en los Km 440+781 y Km 206+035 del Oleoducto Norperuano, preparado por ERM (anexo 1.H del escrito de descargos al inicio y anexo 1.J del escrito de descargos a la variación), las evaluaciones y monitoreos de flora, fauna, agua y suelo evidencian la efectividad de las acciones de limpieza y remediación desplegadas para ambos eventos, así como la recuperación de las áreas afectadas.

- **KM 440 + 781**

Se realizó la evaluación y monitoreo de la quebrada Inayo, a través de una evaluación cuantitativa y cualitativa del área de influencia del derrame. Los resultados fueron reportados al OEFA mediante Carta N° JEDA-125-2018 del 28 de febrero del 2018 y se detallan considerando las siguientes categorías:

- Flora
- Fauna terrestre
- Evaluación Físico Química

- **KM 206+305**

Se realizó el muestreo de peces (muestreo de comprobación) en la zona y los análisis de PAH, tanto a nivel de músculo como de cuerpo entero en los peces analizados en laboratorio; no se reportaron concentraciones superiores al límite de detección del laboratorio ni a los valores estándares de comparación internacional. Asimismo, Petroperú detalló los resultados del análisis Físico –Químico que realizó en el KM 206+305.

- Asimismo, es oportuno señalar que en km 440+381 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, se han efectuado gastos para la remediación de la zona por un monto que asciende a S/. 72, 365,315.86 (Setenta y dos millones trescientos sesenta y cinco mil trescientos quince con 86/100 Soles), con el que se evidencia y acredita que a pesar de que PETROPERÚ S.A. no tiene responsabilidad directa con la contingencia ambiental ha efectuado las acciones necesarias para remediar la zona. (Anexo 1.K del escrito de descargos a la variación) Igualmente, con relación al km 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, se han efectuado gastos para la remediación de la zona por un monto que asciende a S/.217,761,931.27 (Doscientos diecisiete millones setecientos sesenta y un mil novecientos treinta y uno con 27/100 Soles), con el que se evidencia y acredita que a pesar de que Petroperú no tiene responsabilidad directa con la contingencia ambiental a efectuado los gastos necesarios para la remediación de la zona. (Anexo 1.L del escrito de descargos a la variación).

imputación de cargos. Por lo tanto, a efectos de su configuración, deben concurrir las siguientes condiciones:

i) Se realice de manera previa al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
ii) Se produzca de manera voluntaria.
iii) La subsanación de la conducta infractora.

109. Al respecto, el TFA se ha pronunciado señalando que para el análisis de la subsanación voluntaria no sólo se debe evaluar la concurrencia de los requisitos señalados en el párrafo precedente; sino que también se debe determinar el carácter subsanable del incumplimiento detectado, desde la conducta propiamente dicha, así como desde los efectos que despliega, pues existen infracciones que debido a su propia naturaleza o por disposición legal expresa, no son susceptibles de ser subsanadas[78].

110. En tal sentido, a fin de analizar la procedencia de la condición eximente de responsabilidad por subsanación voluntaria se agruparán las 16 imputaciones materia de análisis, de la siguiente manera:

(i) **Infracciones referidas al incumplimiento de lo establecido en el PAMA del ONP**: Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento en el kilómetro 440+781 del Tramo II y en el kilómetro 206+035 del ORN, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana.

(ii) **Infracciones referidas a no adoptar medidas de control y minimización de acuerdo al Plan de Contingencias**: Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero de 2016 y 2 de febrero del 2016, en el kilómetro 440+781 del Tramo II y en el kilómetro 206+035 del ORN, respectivamente, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana.

(i) Procedencia de la condición eximente de responsabilidad por subsanación voluntaria respecto de las infracciones referidas al incumplimiento de lo establecido en el PAMA del ONP

111. Las conductas infractoras imputadas a Petroperú se refieren a que el administrado incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento en el kilómetro 440+781 del Tramo II y en el kilómetro 206+035 del ORN, lo cual dio lugar a que se generen los derrames de petróleo crudo

---

78 **RESOLUCIÓN 463-2018-OEFA/TFA-SMEPIM**

"50. (...) conforme a lo establecido en el literal f) del numeral 1 del artículo 255° del TUO de la LPAG, se establece que la subsanación voluntaria de la conducta infractora con anterioridad a la notificación de la imputación de cargos, constituye una condición eximente de responsabilidad por la comisión de la infracción administrativa.
51. En ese sentido, y teniendo en cuenta lo señalado por este tribunal en reiterados pronunciamientos, corresponde indicar que a efectos de que se configure la eximente antes mencionada, deben concurrir las siguientes condiciones:

i) Se realice de manera previa al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
ii) Que se produzca de manera voluntaria.
iii) La subsanación de la conducta infractora.

52. En virtud de lo expuesto, esta sala analizará si la conducta realizada por Import Export se configura dentro del supuesto de eximente de responsabilidad administrativa establecido en el literal f) del numeral 1 del artículo 255° del TUO de la LPAG; siendo que no solo se ha de evaluar la concurrencia de los referidos requisitos, sino también se deberá determinar el carácter subsanable del incumplimiento detectado, desde la conducta propiamente dicha así como desde los efectos que despliega, pues existen infracciones que debido a su propia naturaleza o por disposición legal expresa, no son susceptibles de ser subsanadas."

Disponible en: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=33219

registrados el 25 de enero de 2016 y el 2 de febrero del 2016, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana.

112. Sobre el particular, se debe señalar que de acuerdo con lo establecido en los Artículos 16°, 18° y 25°30 de la LGA, los instrumentos de gestión ambiental incorporan aquellos programas y compromisos que, con carácter obligatorio, tienen como propósito evitar o reducir a niveles tolerables el impacto al medio ambiente generado por las actividades productivas a ser realizadas por los administrados. Una vez obtenida la certificación ambiental, de acuerdo a los Artículos 29° y 15° del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM[79] (en lo sucesivo, RLSEIA), será responsabilidad del titular de la actividad cumplir con todas las **medidas, compromisos y obligaciones** señalados en el instrumento de gestión ambiental, destinados a **prevenir**, controlar, mitigar, rehabilitar, compensar y manejar los impactos derivados de la ejecución del proyecto.

113. En el presente caso, el compromiso cuyo incumplimiento se imputó al administrado se refiere a la omisión de realizar acciones de mantenimiento interno y externo de los ductos del ONP conforme a lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental del PAMA del ONP. Ello debido a que una de las principales causas de deterioro ambiental durante la operación de dicha infraestructura según el propio administrado fue la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos. En función a ello, **Petroperú reconoció en el referido instrumento de gestión ambiental que la falta de mantenimiento preventivo en sus equipos genera que sus procesos e instalaciones sean focos significativos de contaminación ambiental**:

> *"1. Plan Maestro de Mantenimiento*
>
> ***Las principales causas de deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos, por lo que se hacen cada vez menos eficientes y tienden a emitir mayor volumen de contaminantes hacia el ambiente.***
>
> *Para las operaciones del Oleoducto Norperuano, Petroperú cuenta con un Plan Maestro de Mantenimiento para todas sus instalaciones y equipos; que a la fecha no se ha ejecutado en su totalidad, debido principalmente a limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad. Esta situación ha dado lugar a que una parte de sus instalaciones y procesos hayan devenido en obsolescencia y sean focos significativos de emisión de contaminantes."*

(Énfasis agregado).

114. El mencionado instrumento de gestión ambiental además precisa que **sus planes de mantenimiento son preventivos/predictivos y tienen por finalidad eliminar o reducir al mínimo la emisión de sustancias polucionantes**, conforme se detalla a continuación:

PAMA del ONP[80]

---

[79] **Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27446**
"Artículo 15.- Obligatoriedad de la Certificación Ambiental
Toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto de inversión susceptible de generar impactos ambientales negativos de carácter significativo, que estén relacionados con los criterios de protección ambiental establecidos en el Anexo V del presente Reglamento y los mandatos señalados en el Título II, debe gestionar una Certificación Ambiental ante la Autoridad Competente que corresponda, de acuerdo con la normatividad vigente y lo dispuesto en el presente Reglamento.
Para efectos de lo señalado en el párrafo anterior, como resultado del proceso de evaluación de impacto ambiental, la Autoridad Competente aprobará o desaprobará el instrumento de gestión ambiental o estudio ambiental sometido a su consideración, entendiéndose cuando la Resolución emitida sea aprobatoria, que ésta constituye la Certificación Ambiental.

La desaprobación, improcedencia, inadmisibilidad o cualquier otra causa que implique la no obtención o la pérdida de la Certificación Ambiental, implica la imposibilidad legal de iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo del proyecto de inversión. El incumplimiento de esta obligación está sujeto a las sanciones, de Ley."

"Artículo 29°.- Medidas, compromisos y obligaciones del titular del proyecto
Todas las medidas, compromisos y obligaciones exigibles al titular deben ser incluidos en el plan correspondiente del estudio ambiental sujeta a Certificación Ambiental. Sin perjuicio de ello, son exigibles durante la fiscalización todas las demás obligaciones que se pudiesen derivar de otras partes de dicho estudio, las cuales deberán ser incorporadas en los planes indicados en la siguiente actualización del estudio ambiental."

[80] **Página 94 del PAMA del ONP.**

"Los actuales dispositivos legales de protección y manejo ambiental exigen una continuidad de planes de mantenimiento de equipos que garanticen el adecuado funcionamiento de los sistemas productivos, con la finalidad de eliminar o reducir al mínimo la emisión de sustancias polucionantes:

De acuerdo con la renovada filosofía de protección del ambiente y la Declaración de Política Ambiental, Petroperú ejecutará los planes de mantenimiento preventivo/predictivo, según el Plan Maestro vigente."

115. Conforme a lo previamente expuesto, el compromiso cuyo incumplimiento se imputó al administrado contiene medidas de prevención orientadas a **eliminar o reducir al mínimo la emisión de sustancias polucionantes, como es el caso del petróleo crudo vertido al ambiente producto de la rotura de un ducto.** Precisamente, en esa misma línea, el TFA en la resolución N° 109-2019-OEFA/TFA-SMEPIM recaída en el expediente N° 2353-2017-2017-OEFA/DFSAI/PAS[81] ha señalado que, en sentido general, las medidas de mantenimiento pueden ser comprendidas como medidas de prevención, en la medida que se realicen con carácter previo a la ocurrencia de impactos ambientales.

116. Estas medidas de prevención se distinguen de la obligación de adoptar medidas de prevención contemplada en el Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM (en lo sucesivo, RPAAH) en concordancia con el Artículo 74° y el numeral 75.1 del Artículo 75 de la LGA, por tratarse de medidas que han sido previamente evaluadas y aprobadas por la Autoridad Certificadora y forman parte del instrumento de gestión del administrado.

117. No obstante ello, tanto las medidas de prevención comprendidas en el compromiso cuyo incumplimiento sustenta las imputaciones materia de análisis (compromiso de realizar el mantenimiento preventivo) como la obligación de adoptar medidas de prevención comparten una misma naturaleza, debido a que ambas se encuentran destinadas a preparar o disponer de manera preliminar lo necesario para evitar que se genere un daño (potencial o real); ello conforme al principio de prevención, contenido en el Artículo VI del Título Preliminar de la LGA.

118. En ese sentido, de igual manera que la obligación de adoptar medidas de prevención, el incumplimiento del compromiso de realizar el mantenimiento preventivo establecido en el PAMA del ONP no puede ser objeto de subsanación, debido a que las acciones de mantenimiento debieron ser efectuadas antes que se produzca el daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana derivados de los derrames de petróleo crudo registrados el 25 de enero de 2016 y el 2 de febrero del 2016.

119. En efecto cualquier acción posterior a los referidos derrames de petróleo crudo no podrían ser calificados como acciones de mantenimiento preventivo ya que no poseerán la aptitud para prevenir un daño que a través de su oportuna implementación se buscaba conjurar pero que ante su incumplimiento se materializó. En todo caso, las acciones ejecutadas por el administrado posteriormente a los derrames constituirán acciones para controlar, mitigar, rehabilitar, compensar o corregir los daños ocasionados mas no para prevenirlos[82].

---

[81] Resolución N° 109-2019-OEFA/TFA-SMEPIM
"(...)
85. Por otro lado, el apelante precisó que la imputación es por no adoptar medidas de prevención, más la autoridad sustentó dicha imputación en la falta de mantenimiento en las instalaciones en la cual se presentaron los suelos impregnados con hidrocarburos y otros contaminantes, lo cual es un tema netamente técnico.
86. Sobre el particular, es oportuno indicar que, de la revisión de la Resolución Directoral N° 1732-2018-OEFA/DFAI del 31 de julio del 2018, la Autoridad Decisora se refirió exclusivamente a las medidas de prevención, así como la mención de las mismas que pudieron ser implementadas cuando evaluó las medidas de prevención precisadas por el administrado (...)
87.De los extractos citados y de los considerandos señalados por el administrado queda advertido que se hizo referencia a las medidas de prevención, relacionadas a las zonas afectadas por hidrocarburos y otros. Sin perjuicio de ello, es oportuno indicar que, en sentido general las medidas de mantenimiento pueden ser comprendidas como medidas de prevención, en la medida que se realicen con carácter previo a la ocurrencia de impactos ambientales."

[82] De esta manera, por ejemplo, el mantenimiento que corresponderá una vez producido el derrame será de tipo correctivo, como por ejemplo reemplazar la sección del ducto afectada y/o colocar algún tipo de protección adicional.

120. Por tanto, se verifica que respecto a las imputaciones materia de análisis en este extremo de la presente resolución no se ha configurado la condición eximente de responsabilidad contemplada en el literal f) del numeral 1 del Artículo 257° del TUO de la LPAG, por lo que corresponde desestimar los argumentos del administrado en este extremo.

(ii) Procedencia de la condición eximente de responsabilidad por subsanación voluntaria respecto de las infracciones referidas al incumplimiento por no adoptar medidas de control y minimización de acuerdo al Plan de Contingencias

121. Las conductas infractoras imputadas a Petroperú están referidas a que no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero de 2016 y 2 de febrero del 2016, en el kilómetro 440+781 del Tramo II y en el kilómetro 206+035 del ORN, respectivamente, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana.

122. De conformidad con lo señalado previamente, antes de evaluar la concurrencia de los requisitos establecidos para la configuración de la alegada eximente de responsabilidad, corresponde a determinar si la infracción materia de análisis tiene carácter subsanable resulta pertinente analizar la naturaleza de la misma.

123. Al respecto, se debe resaltar que la adopción de acciones de control y minimización, por su propia naturaleza, está limitada al momento inmediato de la ocurrencia de la emergencia ambiental, toda vez que, su finalidad es que el impacto negativo generado no afecte mayores áreas. En tal sentido, una vez configurados los impactos negativos por la falta de adopción de medidas de control y minimización, ya no cabe la ejecución de este tipo de medidas, debido a que sólo será posible que el administrado implemente acciones destinadas a la recuperación, restauración o eventual compensación del impacto materializado.

124. En tal sentido, la conducta infractora referida a no adoptar las medidas inmediatas para controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo a su Plan de Contingencias, constituye una **infracción instantánea**, en la medida que la lesión y/o puesta en peligro de los bienes jurídicos protegidos (ambiente -flora, fauna y componentes- y salud) se produce a través de una situación momentánea limitada expresamente en este caso por el requisito de inmediatez al que se refiere el Artículo 66° del RPAAH.

125. La verificación de que la infracción imputada al administrado es instantánea conlleva como consecuencia que al no haberse adoptado las acciones inmediatas de control y mitigación, el petróleo crudo que discurría el 25 de enero de 2016 y el 2 de febrero del 2016 haya alcanzado áreas de mayor extensión, ya que precisamente estas acciones buscan confinarlo limitando la migración, siendo que las acciones que el administrado desplegó posteriormente únicamente pueden ser calificadas como acciones de descontaminación, remediación o rehabilitación

126. Por tanto, se verifica que respecto a las imputaciones materia de análisis en este extremo de la presente resolución no se ha configurado la condición eximente de responsabilidad contemplada en el literal f) del numeral 1 del Artículo 257° del TUO de la LPAG, por lo que corresponde desestimar los argumentos del administrado en este extremo.

III. ANÁLISIS DE LAS INFRACCIONES IMPUTADAS AL ADMINISTRADO

III.1. Imputaciones N° 1, 2, 3 y 4 de las Tablas 9 y 10 de la RSD de variación: Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II y en el Kilómetro 206+035 del ORN, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana

a. Marco Normativo

127. De acuerdo al Artículo 24° de la LGA[83], toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios y otras, así como las políticas, planes y programas públicos susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, está sujeta al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental – SEIA.

128. En concordancia con ello, en el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA[84], se establece que son exigibles durante la fiscalización todas las obligaciones contempladas en los instrumentos de gestión, incluyendo las que no se encuentran dentro de los planes correspondientes.

129. Por su parte, el Artículo 15° de la Ley N° 274496, Ley del SEIA[85], dispone que la autoridad competente en materia de fiscalización ambiental debe supervisar y fiscalizar el resultado de la evaluación del instrumento de gestión ambiental, el cual es aprobado por la autoridad certificadora.

130. En este contexto, el Artículo 8° del RPAAH[86] establece que previamente al inicio de las actividades de hidrocarburos, ampliación o modificación, el titular deberá presentar ante la Autoridad Ambiental Competente el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento.

131. En virtud de dicha norma, se desprende que el Artículo 8° del RPAAH comprende, entre otras, las siguientes obligaciones:

(i) Los titulares de actividades de hidrocarburos no pueden iniciar, ampliar o modificar dichas actividades sin contar previamente con la aprobación de un instrumento de gestión ambiental.

---

83 **Ley N° 28611- Ley General del Ambiente**
"Artículo 24.- Del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
24.1 Toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios y otras actividades, así como las políticas, planes y programas públicos susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, está sujeta, de acuerdo a ley, al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental - SEIA, el cual es administrado por la Autoridad Ambiental Nacional. La ley y su reglamento desarrollan los componentes del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.
24.2 Los proyectos o actividades que no están comprendidos en el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, deben desarrollarse de conformidad con las normas de protección ambiental específicas de la materia."

84 **Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.**
"Artículo 29.- Medidas, compromisos y obligaciones del titular del proyecto
Todas las medidas, compromisos y obligaciones exigibles al titular deben ser incluidos en el plan correspondiente del estudio ambiental sujeto a la Certificación Ambiental. Sin perjuicio de ello, son exigibles durante la fiscalización todas las demás obligaciones que se pudiesen derivar de otras partes de dicho estudio, las cuales deberán ser incorporadas en los planes indicados en la siguiente actualización del estudio ambiental".

85 **Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental**
"Artículo 15.- Seguimiento y control
15.1 La autoridad competente será la responsable de efectuar la función de seguimiento, supervisión y control de la evaluación de impacto ambiental, aplicando las sanciones administrativas a los infractores.
15.2 El MINAM, a través del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, es responsable del seguimiento y supervisión de la implementación de las medidas establecidas en la evaluación ambiental estratégica".

86 **Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM.**
"Artículo 8°.- Requerimiento de Estudio Ambiental
Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, culminación de actividades o cualquier desarrollo de la actividad, el Titular está obligado a presentar ante la Autoridad Ambiental Competente, según sea el caso, el Estudio Ambiental o el Instrumento de Gestión Ambiental Complementario o el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) correspondiente, el que deberá ser ejecutado luego de su aprobación, y será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente.
El Estudio Ambiental deberá ser elaborado sobre la base del proyecto de inversión diseñado a nivel de factibilidad, entendida ésta a nivel de ingeniería básica. La Autoridad Ambiental Competente declarará inadmisible un Estudio Ambiental si no cumple con dicha condición."

(ii) Los compromisos establecidos en el estudio ambiental serán de obligatorio cumplimiento por los titulares de actividades de hidrocarburos, siendo obligaciones ambientales fiscalizables a cargo de la autoridad competente.

132. Por lo tanto, dado que los compromisos establecidos en el estudio ambiental son de obligatorio cumplimiento para los titulares de actividades de hidrocarburos, los mismos constituyen obligaciones ambientales fiscalizables a cargo de la autoridad competente.

b. Cuestiones preliminares respecto al PAMA del ONP

133. El PAMA del ONP incluye lineamientos y acciones para proteger el ambiente de la posible contaminación que originarían inadecuadas prácticas operativas o derrames en el transporte de petróleo a través del ONP y Ramal Norte.

134. El TFA en la Resolución Nº 041-2014-OEFA/TFA del 28 de febrero del 2014[87] señaló que en los estudios de impacto ambiental resaltan tres (3) componentes: la descripción de la actividad propuesta; los efectos directos o indirectos previsibles de dicha actividad en el medio ambiente; y, las medidas necesarias para evitar o reducir el daño a niveles tolerables. Cada uno de los tres (3) componentes juegan un rol importante, pues la descripción del proyecto aporta la información, en base a la cual se identificará los efectos previsibles sobre el ambiente, que a su vez permitirá determinar las medidas ambientales necesarias para evitar o reducir los posibles daños.

135. En el presente caso, en el PAMA del ONP se establecieron –entre otros– los componentes antes señalados, que permiten evaluar los aspectos que inciden en el ambiente producto de la operación:

i. Examen in situ de los aspectos biológicos, físicos, socioeconómicos y culturales. - En el PAMA del ONP se describieron los ecosistemas y la flora, fauna de las Estaciones Nº 5, 6 y Morona; cabe resaltar que Petroperú indicó que *"la Selva Baja de la Amazonía peruana es un ecosistema único que se caracteriza por su riqueza de especies, pero, sin embargo, es un ecosistema frágil que se debe proteger para salvaguardar la biodiversidad"*.

ii. Identificación de posibles fuentes de contaminación y cuerpos receptores, así como la identificación de impactos al ecosistema y su magnitud. - En el PAMA del ONP se identificó una lista de impactos ambientales que pueden generarse –entre otros– como consecuencia de derrames de hidrocarburos. Ante situaciones como derrames, los efectos directos ocasionarían desequilibrios del hábitat silvestre y el ecosistema y biomasa acuático. A estos impactos, Petroperú le otorgó la categorización de "4. Muy Grave".

iii. Propuesta de soluciones más adecuadas. - Petroperú estableció opciones de solución frente a cada uno de los impactos ambientales identificados en el ONP, *dentro de las cuales estableció la necesidad de ejecutar programas de mantenimiento ante posibles fugas de petróleo que generen contaminación*, frente a los posibles impactos ya categorizados en el identificado ecosistema de selva donde llevaba a cabo sus actividades de transporte de crudo, como se observa en el acápite "Opciones de solución – sector Oriente" del PAMA del ONP.

136. Conforme a lo señalado, Petroperú identificó impactos ambientales a consecuencia de los derrames de hidrocarburos, consiente de dicha situación, el administrado

87 Disponible en: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=7286
Consulta realizada el 21 de junio del 2019.

estableció en el PAMA del ONP medidas de mantenimiento en todo el ONP a fin de prevenir dichos impactos.

c. Compromisos asumidos en el PAMA del ONP

137. En el PAMA del ONP, Petroperú asumió como compromiso ambiental el mantenimiento integral de la tubería del ONP y del ORN[88], a fin de evitar que se generen impactos negativos al ambiente[89]:

PAMA del ONP

"1.1. Inspecciones Topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano (ONP) y el Oleoducto Ramal Norte (ORN).
*1.2. **Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ONR, las que consisten en:***
- ***inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; e***
- ***inspección geométrica.***

1.3. Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza Kilómetro 176 ONP y Utcubamba.
1.4. Proyectarse a las comunidades vecinas al ONP y ONR, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.
1.5. Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.
1.6. Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las cuatro estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicados en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.
1.7. Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o copas continuamente.
1.8. Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto:

- ***realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno** y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo,*
- *continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en el tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones."*

(Énfasis agregado).

138. En esa línea, en la Página 56 del Capítulo VI. "Impactos y Excepciones" – "Punto 1: Plan Maestro de Mantenimiento" del PAMA del ONP[90] se precisó que una de las principales causas del deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación del mantenimiento preventivo de los equipos. En función a ello, desde el año 1995, Petroperú reconoció en el PAMA del ONP que la falta de mantenimiento preventivo en sus equipos genera que sus procesos e instalaciones sean focos significativos de contaminación ambiental[91].

139. Del mismo modo, en la Página 53 del Capítulo V. *Descripción de la Actividad* Empresarial, Punto G: *Instalaciones y Procesos* del PAMA del ONP, se indican medidas de protección de las tuberías del ONP[92]:

---

88 El Oleoducto Ramal Norte, con una longitud de doscientos cincuenta y dos (252) kilómetros, fue adicionado en 1976 al Oleoducto Norperuano para hacer factible el transporte del petróleo crudo que se extrae de los campos petrolíferos de la zona de Andoas.

Se inicia en la Estación Andoas y sigue en dirección oeste, atravesando los ríos Pastaza, Huazaga y Huituyacu, donde cambia de dirección hacia el sudoeste hasta el cruce del río Morona. En este lugar, se localiza la Estación de Bombeo del distrito de Borja, provincia del Alto Amazonas, departamento de Loreto.
Asimismo, en dirección sudoeste llega hasta el río Marañón, continúa por terreno plano y seco hasta el cruce del río Saramiriza, donde empieza el recorrido final hasta la Estación 5 del Oleoducto Principal.

89 De acuerdo a lo señalado en las páginas 2 y 3 de la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA, en virtud del cual se aprobó la modificación del impacto N° 19 del PAMA – "Evaluación e instalación de válvulas en cruces de ríos".

90 Mediante Oficio N°136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minería (en adelante MEM) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del ONP.

91 Folio 147 del Expediente.

92 Folio 147 del Expediente.

"8. Protección de la tubería, el Oleoducto tiene instalado un sistema de protección catódica a lo largo de toda la tubería, el sistema consiste en la locación de ánodos de sacrificio ya sea en cintas de magnesio para la zona de selva baja y en bloques de magnesio para el resto del Oleoducto (...).
9. Tuberías y revestimiento, la tubería empleada en la construcción del Oleoducto tiene las siguientes especificaciones: API 5 LX/5 en grado X-52 con límites de fluencia mínimo de 36 kg/mm2 (52,000 psi). El tramo Estación 1 – 5 (tubería de 24" de diámetro) y Andoas – Estación 5 (tubería de 16" de diámetro) están sobre zonas inundables y a la intemperie llevan como revestimiento una película de pintura epóxica aplicada por fusión en planta (...)."

140. Por lo tanto, el mantenimiento interno y externo de la tubería del ONP tenía como finalidad evitar la contaminación ambiental, y así corregir la situación planteada por Petroperú desde el año 1995 en el PAMA del ONP (referida al reducido mantenimiento que se venía aplicando en los procesos e instalaciones del Oleoducto). En el presente caso, las medidas de mantenimiento de la imputación de cargos son las siguientes:

Tabla N° 7: Mantenimiento Integral del ONP

Inspecciones Internas	Inspecciones externas
• Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos.	• Inspecciones visuales sobre el derecho de vía (en lo sucesivo, DDV).
• Inspecciones geométricas.	
• Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses.	• monitoreo de los potenciales de protección catódica y de resistencia eléctrica del terreno.
• Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua.	

Fuente: PAMA del ONP
Elaboración: DFAI.

141. Finalmente, debe señalarse que las inspecciones externas constituyen una de las acciones del mantenimiento preventivo y predictivo efectuadas a la tubería de forma, que se realizan de manera complementaria a las inspecciones internas.

d. Finalidad de las medidas de mantenimiento asumidos en el PAMA del ONP

d.1) Inspecciones Internas

(i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos

142. Las inspecciones del ONP mediante raspatubos electromagnéticos tienen la finalidad de determinar y medir la reducción del espesor en la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía[93], ubicada en la superficie interna o externa de la tubería en toda su trayectoria[94]; ello a fin de que el operador pueda conocer el estado del oleoducto y efectuar las reparaciones necesarias.

143. Cabe indicar que de acuerdo a lo señalado en el PAMA del ONP[95], las situaciones de pérdida de espesor en las tuberías que son detectadas a través de raspatubos

93 Yasksetig Castillo, Jorge. Tesis "Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico". Piura: Universidad de Piura, 2011, pp. 14.

94 Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX). "Inspección de Ductos de Transporte mediante Equipos Instrumentados". Aprobado el 27 de abril del 2012, México, pp. 7.

95 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP
*"**Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema: (...)
2.1 Acciones de Inspección y Monitoreo. -
- *Utilización de sistemas de inspección electrónica de última tecnología:*

electromagnéticos, son corregidas mediante el reemplazo programado de las tuberías del oleoducto con pérdidas de espesor o mediante el "*encamisetado*" de las mismas.

144. Dicho instrumento de gestión ambiental además precisó que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a evitar que los procesos e instalaciones del ONP sean focos significativos de contaminación ambiental.

(ii) *Inspecciones geométricas*

145. La inspección geométrica consiste en el pase a través del oleoducto de un raspatubos electrónico, típicamente llamado "*calipers*" que se utiliza para medir internamente los diámetros y las deformaciones de la tubería, tales como ovalamientos, abolladuras y arrugas, estas ultimas se encuentra asociadas a la presencia de tensionamientos sobre el ducto[96-97]; es decir, las variaciones geométricas internas y externas de la sección transversal de la tubería a lo largo de la trayectoria del ducto[98].

146. Si bien la inspección geométrica está dirigida a detectar defectos en la geometría de las tuberías; su ejecución es relevante a efectos de determinar previamente que éstas tengan las condiciones para ser inspeccionadas mediante el raspatubos de inspección de corrosión y pérdida de espesor, sin problemas de atascamiento al interior de la tubería[99].

147. Cabe indicar que en el PAMA del ONP, Petroperú señaló que la inspección geométrica de las tuberías del ONP se efectuará mediante el pase de raspatubos de última generación[100].

(iii) *Inspecciones de limpieza mediante a) raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses y b) raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua*

- *Programa de inspección de corrosión y pérdida de espesor en general con raspatubos inspectores electromagnéticos de última generación."*

(...)

2.2 Labores de mantenimiento. -
Reparación programada de la tubería mediante "encamisetado", corrección de abolladuras e incluso remplazo programado de tramos del oleoducto, de acuerdo a los resultados de las inspecciones electrónicas indicadas anteriormente. A la fecha, gracias a estas inspecciones, se ha podido efectuar en el ONP y ORN un total de 287 reparaciones de la tubería por problemas de corrosión. Mediante la técnica del encamisetado."

96 Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, el cual obra en el disco compacto ubicado en el folio N° 1425 del Expediente.

"Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano
(...)
"4 Desarrollo
4.1 Metodologías de inspección en ductos
(...)
4.1.1.1 Inspección interna
Herramientas geométricas: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas)."
(...)"

97 Rubio Carlos y Obdulio Marrero, "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías", Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI), México, 2010, pp.1.

98 Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos Yy Organismos Subsidiarios (PEMEX). "Inspección de Ductos de Transporte Mediante Equipos Instrumentados". Aprobado el 27 de abril del 2012, México, pp. 7.

99 Página 9 del documento "*Informe Final de Inspección – Petroperú - Oleoducto de 16" de Diámetro Morona – Estación 5*", presentado mediante Carta N° OLEO-278-2016 del 31 de marzo de 2016, con registro Hoja de trámite N° 2016-E01-024760.

100 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Carta de respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"Observación N° 3:
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.1 Acciones de Inspección y Monitoreo. -
- *Utilización de sistemas de inspección electrónica de última tecnología:*

(...)
- *Inspección geométrica, posicionamiento espacial y determinación de esfuerzos en la tubería con raspatubos inspectores geoinerciales."*

148. El pase de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos; raspatubos de escobilla de poliuretano y raspatubos de disco o copas a través del ONP se efectúa con la finalidad de limpiar la suciedad, parafinas y/o asfaltenos que se acumulan en el interior de la tubería; debido a que la acumulación de estas sustancias limita drásticamente la acción de los productos inhibidores de corrosión y biocidas que protegen la tubería de la acción de la corrosión interna[101].

149. Asimismo, estos raspatubos arrastran el agua y la borra del interior de la tubería, disminuyendo el tiempo de contacto del agua con el metal; arrastrando los productos que causan la corrosión, bajo los cuales proliferan las bacterias.

150. La finalidad específica de cada tipo de raspatubos se detalla a continuación:

- Raspatubos con escobilla metálica, dirigido a limpiar internamente las paredes de la tubería.
- Raspatubos de magnetos, dirigido a capturar las partículas metálicas que hayan sido removidas del interior de la tubería.
- Raspatubos con escobillas de poliuretano y raspatubos de discos o copas, usados para separar las diferentes calidades de crudo que se transportan y también tienen funciones de limpieza y arrastre de agua en la tubería.

d.2) Inspecciones Externas

(i) Inspecciones visuales sobre el DDV

151. La inspección visual sobre el DDV es un método de inspección directa (realizada en campo) que permite localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), así como detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)[102], y condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto.

152. La inspección especializada del DDV tiene por finalidad la prevención de roturas del oleoducto por inestabilidad geotécnica del terreno, empuje hidráulico de quebradas o ríos y roturas por el peso propio de la tubería. Para este fin, en su instrumento de gestión ambiental, Petroperú indicó que dispone de un equipo técnico que recorre a pie la totalidad del DDV del ONP (1108 km) evaluando problemas potenciales o incipientes, los cuales serían corregidos oportunamente[103].

---

101 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 2 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 ° del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos" del ONP – Ramal Norte, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA

"*Observación N° 2:*
Señalar los criterios de selección y la frecuencia de los inhibidores que se utiliza para el control de corrosión interna en el ONP.
(...)
RASPATUBOS
La limpieza interna de la tubería es muy importante para controlar la corrosión interna. De no efectuarse esta limpieza periódicamente, la acción de los inhibidores de corrosión y biocidas se limita drásticamente, pues la suciedad, parafinas y/o asfaltenos impiden el contacto de los inhibidores de corrosión con el metal. Además, los raspatubos arrastran el agua y borra, disminuyendo el tiempo de contacto del agua con el metal y arrastrando los productos que causan la corrosión, bajo los cuales proliferan las bacterias.

Los raspatubos utilizados en el Oleoducto Nor Peruano para la limpieza de la tubería son de escobillas metálicas y de magnetos. El primero de ellos limpia las paredes de la tubería y el segundo captura las partículas metálicas que hayan sido removidas.
(...)
Adicionalmente a los raspatubos de limpieza señalados, usados en los Tramos I y II, se cuenta con raspatubos de escobillas de poliuretano y raspatubos de discos o copas que se usan para separar las diferentes calidades de crudos que se transportan (pesado, liviano, super-liviano) y también cumplen funciones de limpieza y de arrastre de agua en la tubería.
(...)

102 Hernández Galván, Beatriz. Tesis "Administración de la Integridad en Sistemas de Transporte de Hidrocarburos". México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, pp. 49.

103 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"*Observación N° 3:*

153. En tal sentido, queda establecido que las finalidades de las inspecciones visuales sobre el DDV del ONP son: i) detectar y localizar defectos externos de la tubería; y ii) detectar situaciones como erosiones, inestabilidad geotécnica, asentamientos y deslizamientos del suelo, derrumbes y asentamientos humanos en el DDV del ONP para corregirlos oportunamente. Finalmente, se debe resaltar que paara el logro de este objetivo, el administrado dispone de un equipo técnico que inspecciona la totalidad del DDV del ONP.

(ii) Monitoreo de los potenciales de protección catódica

154. La protección catódica es la técnica para prevenir la corrosión de una superficie metálica, mediante la conversión de esta superficie en el cátodo de una celda electroquímica[104], dicha técnica se complementa con otras medidas de control de la corrosión, tal como la aplicación de revestimiento externo a las tuberías, los cuales controlan la corrosión mediante el aislamiento de la superficie metálica externa de la tubería del medio ambiente[105].

155. La finalidad del monitoreo de los potenciales de protección catódica es determinar que la protección catódica establecida en la tubería cumple con el criterio técnico aplicado para prevenir la corrosión; y que, cada parte del sistema de protección catódica está operando adecuadamente[106].

156. Ahora bien, cuando el monitoreo de los potenciales de protección catódica indica que la protección de la tubería no es adecuada, ello constituye un indicador de posibles afectaciones, entre otros, al revestimiento de la tubería, de acuerdo al siguiente detalle:

- Potencial > -850 mV: la protección contra la corrosión no es suficiente. Causas: **revestimiento en mal estado**, entre otros.
- Potencial < -1100 mV: la protección contra la corrosión es excesiva. **Produce deterioro en el revestimiento** protector de la tubería[107].

157. En este contexto, el monitoreo permite detectar afectaciones y; en consecuencia, la adopción de medidas para remediar tal situación, tales como la reparación de los componentes del sistema de protección catódica, la colocación de revestimiento protector sobre aquellas superficies revestidas deficientemente, de forma que se logre la protección catódica de la tubería, entre otros[108].

La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(...)
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(...)
Inspección especializada del derecho de vía para la prevención de roturas por inestabilidad geotécnica, empuje hidráulico de quebradas o ríos y roturas por peso propio de la tubería. - Operaciones Oleoducto tiene un contrato anual de Inspección del Derecho de Vía, en el cual un equipo técnico recorre a pie la totalidad del derecho de vía (1108 Km), evaluando problemas potenciales o incipientes, los mismos que son corregidos oportunamente."

[104] De acuerdo al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

[105] NACE, Standard Practice SP0169-2013 - Control of External Corrosion on Underground or Sumerged Metallic Piping Systems, Section 5: External Coatings. 5.1 introduction.

[106] NACE, Standard Practice SP0169-2013 - Control of External Corrosion on Underground or Sumerged Metallic Piping Systems, Section 10: Operation and Maintenance of CP Systems, 10.1 introduction.

[107] Peabody A.W., Peabody's Control of Pipeline Corrosion, Second Edition NACE International, 2001. Pp. 28, 52.

[108] NACE, Standard Practice SP0169-2013 - Control of External Corrosion on Underground or Sumerged Metallic Piping Systems, Section 10: Operation and Maintenance of CP Systems, 10.7.

158. Finalmente, siendo que las condiciones que afectan a la protección catódica están sujetas a cambios, resulta indispensable que los monitoreos de los potenciales sean periódicos a efectos de detectar tales cambios y efectuar los ajustes en el sistema de protección catódica.

(iii) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno

159. La medición de la resistencia eléctrica del terreno, que consiste en medir la capacidad del suelo para conducir corriente eléctrica, se considera una medida de la corrosividad del suelo y; por tanto, representa una forma sencilla de estimación de la agresividad del suelo hacia la tubería, conforme se aprecia en la siguiente tabla[109]:

Tabla N° 8: Resistividad del Suelos versus Grado de Corrosividad

Resistividad (Ohm x cm)	Grado de Corrosividad
<500	Muy corrosivo
500 – 1000	Corrosivo
1000 – 2000	Moderadamente corrosivo
2000 – 10000	Levemente corrosivo
>10000	Poco Corrosivo

Elaboración: DFAI.

160. En tal sentido, la medición de la resistencia eléctrica del terreno tiene por finalidad determinar el grado de corrosividad del suelo en cada sector por donde pasa el ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería y de esa forma prevenir la corrosión externa[110-111].

A. Imputaciones N° 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 9 de la RSD de variación: Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana

161. El 25 de enero del 2016, Petroperú remitió al OEFA –a través del correo electrónico reportesemergencia@oefa.gob.pe, el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales[112] informando acerca del derrame de petróleo crudo ocurrido el mismo día, en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP ubicado en la localidad cercana al poblado Villa Hermosa del distrito de Imaza, provincia de Condorcanqui y departamento de Amazonas[113].

162. Durante la Supervisión Especial Imaza 1, se verificó que el derrame de petróleo crudo se produjo por una falla en la tubería de 36" de diámetro ubicada en el kilómetro 440+781 del Tramo II ONP[114], como consecuencia de un proceso corrosivo externo

---

109 Peabody, A. W., 2001, "Peabody's Control of Pipeline Corrosion", 2nd Edition, NACE, Houston, Texas, tabla 5.5, pp 88.

110 Folio 573 (reverso) del Expediente.

111 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"***Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(...)
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(...)
- *Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa del oleoducto. El monitoreo es realizado por una compañía especializada."*

112 Página 71 a la 74 del archivo digitalizado denominado "ITA 190 y 191" contenido en el disco compacto que obra a folio 1 del Expediente.

113 Ver Mapa de ubicación del punto del derrame ocurrido en la progresiva del kilómetro 440+781.

114 Página 51 del archivo digitalizado denominado "ITA 190 y 191" contenido en el CD-ROM que obra en el folio 1 del Expediente.

<u>que se aceleró debido a la falta del respectivo mantenimiento predictivo/preventivo establecido en el PAMA del ONP, conforme se detalla a continuación:</u>

Informe de Supervisión Imaza 1[115]

"HALLAZGOS DE UNA PRESUNTA INFRACCIÓN
<u>Hallazgo N° 01</u>:
Se verificó que el derrame de petróleo crudo se habría producido por efectos de corrosión externa en el ducto, toda vez que la tubería de 36" de diámetro, ubicado aproximadamente en el km 440+781 del ONP, presentaba una fisura de aproximadamente 10 cm de largo en posición horaria entre las 10:00 y 11hrs. Como consecuencia del derrame se habría afectado los componentes ambientales agua, suelo, flora, fauna y salud de las personas.
(...)
12. Durante la supervisión llevada a cabo del 27 al 29 de enero del 2016, se verificó una falla (orificio) de 10 cm aproximadamente a través de la cual se produjo el derrame de petróleo crudo a la altura de km 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano de 36" de diámetro (...) ubicado en las coordenadas UTM WGS84 (9426441N/0798608E).
(...)
14. Al respecto, durante la supervisión especial se constató – mediante inspección visual – el deterioro de la tubería en el punto de la falla, el cual se habría generado debido a un proceso corrosivo (ver registros fotográficos 2 y 3). Cabe precisar que la falla del km 440+781 tiene una longitud de 10 cm de largo en posición 11 horas, en el oleoducto de 36" de diámetro.
(...)
19. En ese orden de ideas ha quedado demostrado lo siguiente:
Petroperú no ha dado el mantenimiento preventivo/predictivo al Tramo II del Oleoducto Norperuano de acuerdo a lo establecido en su PAMA y la normativa ambiental."

163. Lo señalado se sustenta en los registros fotográficos N° 1 y 2 del Informe de Supervisión Imaza 1[116], de los cuales se observa: (i) que el revestimiento externo del ducto se encuentra deteriorado[117], lo que generó mayor exposición de la tubería a agentes externos; y, (ii) el derrame se originó como consecuencia de un proceso corrosivo externo por la falta de mantenimiento del ducto (Ver Anexo 1: Registro fotográfico del Derrame de Imaza – Integridad del ducto).

A. <u>Análisis de descargos</u>

A.1. <u>Sobre la idoneidad técnica de los supervisores que participaron en las acciones de supervisión</u>

164. El administrado cuestionó que los supervisores que supervisaron el km 440+181 del Tramo II del ONP no estaban calificados para concluir a priori que la causa del evento sea corrosión externa ya que no cuentan con experiencia técnica, pues por su especialidad (biólogos) carecerían de la capacidad para realizar dicho análisis.

165. Al respecto, es preciso señalar que los profesionales que participaron de la acción de supervisión son servidores públicos bajo la modalidad de contrato administrativo de servicios y/o terceros supervisores quienes conforme al Reglamento del Régimen de Contratación de Terceros Evaluadores, Supervisores y Fiscalizadores del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 008-2013-OEFA/CD y sus modificatorias, forman parte de la

---

<u>Acta de Supervisión suscrita el 29 de enero del 2016</u>
"(...)
HALLAZGOS
Se verificó que <u>el derrame de petróleo crudo se produjo por una "falla" en la tubería de 36" de diámetro</u>, ubicado aproximadamente en el Km 440+781 del ONP, como consecuencia del derrame se habría afectado:
(...)"

(El subrayado ha sido agregado).

[115] Página 22 a la 41 del archivo digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS" contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del Expediente.

[116] Página 26 del archivo digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS" contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del Expediente.

[117] Revestimiento: sistema de protección de superficies metálicas contra la corrosión mediante sellado de superficies.
Fuente: Glosario, siglas y abreviaturas del Subsector Hidrocarburos.
Disponible en: Decreto Supremo N°032-2002-EM

relación de especialistas que, de acuerdo a su experiencia y formación académica y profesional se encuentran facultados para ejercer las actividades de supervisión ambiental a cargo del OEFA.

166. Sin perjuicio de ello, se debe tener en cuenta que los profesionales respecto de los cuales Petroperú cuestiona su experiencia y especialidad técnica recabaron información bajo soporte fotográfico sin que ello haya implicado algún tiempo de valoración técnica, como la que se hizo a lo largo del presente PAS respecto a todos los hechos constatados durante la acción de supervisión.

167. Teniendo en cuenta lo previamente expuesto, en la medida que el argumento del administrado no desvirtúa la imputación materia de análisis corresponde desestimar los argumentos expuestos por el administrado en este extremo.

A.1. Sobre la ejecución de las medidas de mantenimiento contenidas en el PAMA del ONP

168. Petroperú alegó que sí efectuó las actividades de mantenimiento en el tramo II del ONP y para acreditar su afirmación presentó los siguientes documentos:

- Pase de raspatubos de limpieza antes y después del evento en el km 440+781 del Tramo II del ONP.
- Trabajos de mantenimiento e inspección realizados desde el 2015 a la actualidad, como producto de los resultados de la inspección interna geométrica-geoinercial y calibradora de espesores (MFL) en el todo el Tramo II del ONP, que se detallan en la Tabla 1: Anomalías Reparadas entre la Estación N° 5 y la Estación N° 7 (212.485 Km) y Tabla 2: Anomalías reparadas entre la Estación N° 7 y Estación N° 9 (129.99 Km).
- Segmentos de datos (*raw data*) de la corrida del raspatubos y resultados de la inspección ILI MFL en +/- 25 metros aguas arriba y aguas abajo del km 440+781 del Tramo II del ONP.
- Monitoreo de protección catódica de los km 440+781 del Tramo II del ONP (Anexo 1.P).

169. Debemos agregar, que el administrado señala que los mantenimientos internos fueron realizados con herramientas de inspección electrónicas considerando las normas técnicas y la práctica de la industria. La finalidad fue determinar las actividades de mantenimiento preventivo, y, de ser el caso, determinar las actividades de mantenimiento correctivo.

170. En el informe oral del 22 de mayo del 2019, Petroperú precisó que la inspección interna fue realizada con herramientas electrónicas para verificar la condición de la geometría del ducto, el geoposicionamiento (ambas como alta resolución), así como, también la pérdida de espesor con la tecnología MFL. Dichas acciones fueron realizadas por las siguientes empresas:

- En el 2012, la empresa Baker Hughes Pipeline Inspection se encargó de realizar la inspección geométrico-inercial en el Tramo II del ONP, y,

- En el 2015, la empresa LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services se encargó de realizar la inspección geométrico inercial e inspección de pérdida de espesor con la tecnología MFL en el Tramo II del ONP.

(i).1. <u>Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos o inteligentes.</u>

171. Petroperú alega que sí efectuó las inspecciones de pérdida de espesor a través de la inspección en línea – ILI[118] (raspatubos inteligentes) en todo el Tramo II del ONP (que incluyó el kilómetro 440+781), y como producto de los resultados de la inspección interna calibradora de espesores (MFL), realizó los trabajos de mantenimiento e inspección desde el 2015 a la actualidad.

172. En el informe oral del 22 de mayo del 2019, Petroperú señaló que la medición de espesores fue realizada por la empresa LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services electrónicas (raspatubos inteligentes), del 20 de mayo al 4 de agosto del 2015 y los resultados se detallaron en los siguientes documentos:

(i) Reporte Preliminar para Inspección con MFL, en Línea del Ducto 36" Estación 5 to Estación 7, 212. 485 km de fecha 13 de octubre del 2015, preparado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services; y,

(ii) Reporte Final para Inspección LIN SCAN de fecha 16 de diciembre del 2016, preparado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services.

173. El objetivo de los citados reportes -según manifiesta el administrado- fue demostrar cuáles eran las progresivas que requerían evaluación en campo y atención. Dado que en la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP no se registraron particularidades no apareció en los Reportes preparados por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services.

174. Ahora bien, Petroperú en el informe oral del 22 de mayo del 2019 señaló que el segmento de datos y el cuadro de resultados de la inspección ILI MFL en +/- 25 metros aguas arriba y aguas abajo del km 440+781 del Tramo II del ONP son la "*data cruda*" que entregó la empresa LIN SCAN como resultado de la referida inspección. El análisis de los documentos presentados se analiza en la siguiente tabla:

Tabla N° 9: Pase de raspatubos realizado en del 20 de mayo al 04 de agosto del 2015

Documento	Análisis
- Reporte Preliminar para Inspección con MFL, en Línea del Ducto 36" Estación 5, Estación 7, 212. 485 km de fecha 13 de octubre del 2015, preparado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services. - Reporte Final para Inspección LIN SCAN de fecha 16 de diciembre del 2016, preparado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services.	De la revisión de los citados reportes se observa los siguientes resultados: - Un total de 348733 de anomalías de pérdida de metal (314870 interna, 79 interna de fabricación, 33719 corrosión externa y 65 externa de fabricación), 1 anomalía de juntas transversales (GWA) y 1084 anomalías geométricas (1080 abolladuras y 4 chapa onduladas) fueron detectadas en el ducto. - Existe una particularidad con profundidad máxima que excede 80%. - Se identificó la existencia de corrosión externa en los tramos comprendidos entre el kilómetro 496+622 y el kilómetro 504+089 del Tramo II del ONP, precisándose una pérdida de espesor con una profundidad máxima del 81%[119]. - Se realizó el análisis de diez (10) puntos comprendidos entre el Kilómetro 496.622 y el Kilómetro 504.090, los cuales presentan una distancia mayor a cincuenta y seis (56) kilómetros respecto del punto 440+781 materia del presente caso. Sin embargo, dicho reporte no contiene resultados del levantamiento de información detectado por la herramienta MFL, por lo que, no es posible verificar si en la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP se presentó alguna de las anomalías que señalan los citados reportes.

118 Inspección en Línea (ILI): Método de análisis de integridad usado para localizar y caracterizar preliminarmente indicaciones de pérdida de material, deformación, entre otros defectos en el ducto, utilizando dispositivos conocidos en la industria como "Smart pig" (Smart pipeline inspection gauge) o raspatubos inteligentes que examinan el interior de los ductos.
Consultado en:
http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Resoluciones/ConsejoDirectivo/2015/OSINERGMIN%20No.204-2015-OS-CD.pdf
Fecha de consulta: 3 de julio de 2019.

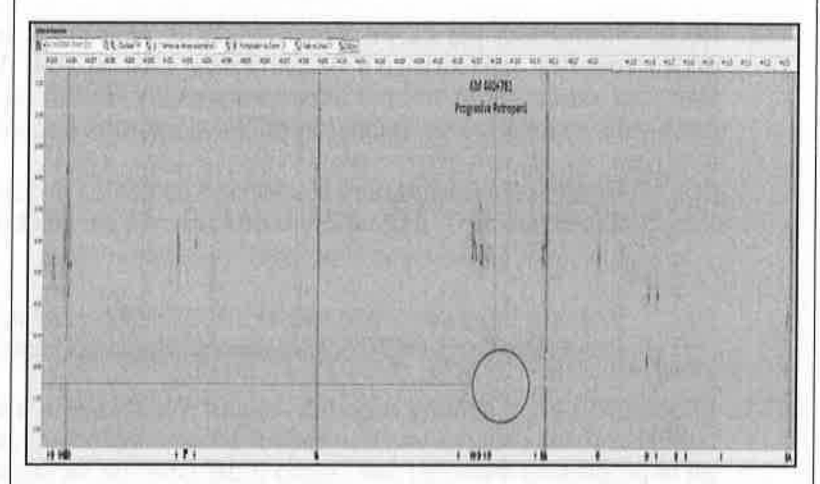
119 Escrito con registro N° 27236 de fecha 07 de abril de 2016.

<table>
<tr>
<td>

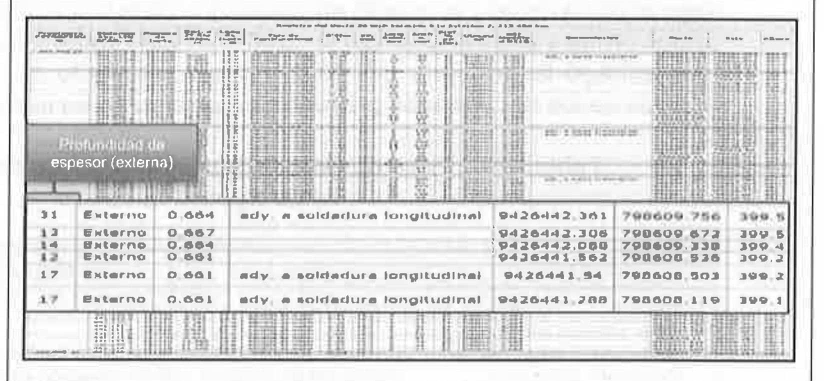
- Segmento de datos (*raw data*), del paso del raspatubos por el km 440+781 del Tramo II del ONP.
- Resultados de la inspección ILI MFL en +/- 25 metros aguas arriba y aguas abajo del km 440+781 del Tramo II del ONP.

</td>
<td>

Petroperú en el informe oral del 22 de mayo del 2019 señaló que el *raw data* y los resultados de la inspección es la data cruda que entregó la empresa LIN SCAN como resultado de la inspección. Respecto al raw data, se observa la longitud acumulada del paso de la herramienta por el km 440+781 del Tramo II del ONP y la ubicación horaria de la tubería (con coordenadas UTM WGS84 9426441N / 0798608E), conforme se detalla a continuación:



De la misma forma, los resultados de la inspección de la ILI muestran el levantamiento de información -cada tres milimetros del ducto- detectado por el sensor del raspatubo inteligente. La información recopilada muestra el tipo de particularidad detectada, la clasificación de la dimensión, la profundidad %EP, la ubicación de la profundidad, las coordenadas, entre otros.



31	Externo	0.664	ady. a soldadura longitudinal	9426442.361	798609.756	399.5
13	Externo	0.667		9426442.306	798609.672	399.5
14	Externo	0.664		9426442.080	798609.330	399.4
12	Externo	0.661		9426441.562	798608.536	399.2
17	Externo	0.661	ady. a soldadura longitudinal	9426441.94	798608.503	399.2
17	Externo	0.661	ady. a soldadura longitudinal	9426441.288	798608.119	399.1

Del cuadro se observó que un máximo de 31 % de corrosión espesor y un 17% en el punto donde se produjo la falla (coordenadas UTM WGS84 9426441N / 0798608E).

</td>
</tr>
</table>

Fuente: Escrito de descargos ingresado con registro N° 69005 del 15.08.2018.
Elaboración: DFAI.

175. Por lo señalado, en la medida que el administrado presentó la documentación del pase del raspatubos y los resultados del levantamiento de información, acreditó la ejecución de la inspección de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos o inteligentes en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, en consecuencia, se declara el archivo del presente PAS en este extremo en específico.

176. Sin perjuicio de lo señalado, los resultados de la referida inspección permitieron al administrado conocer las condiciones del ducto (17% de pérdida de espesor), a fin de efectuar las acciones correctivas que permitan prevenir una mayor corrosión[120].

---

[120] ASME
451.6.2 limits and disposition of imperfections and anomalies
451.6.2.1 limits. pipe containing leaks shall be removed or repaired
451.6.2.2 corrosion
(...)
(b) external corrosion
in general, areas of corrosion with a maximun depth of 20% or less of the thickness required for design need not to be repaired. however, measures should be taken to prevent futher corrosión.

(i).2. Inspecciones geométricas

177. El administrado alegó que: (i) sí efectuó las inspecciones geométricas a través de la Inspección en Línea – ILI[121] (raspatubos inteligentes): calibrador geométrico – geoinercial de alta resolución, y, (ii) como producto de los resultados de la inspección interna geométrica – geoinercial en todo el tramo II del ONP, realizó los trabajos de mantenimiento e inspección desde el 2015 a la actualidad.

178. La inspección geométrica permite medir internamente los diámetros y las deformaciones de la tubería, tales como ovalamientos, abolladuras y arrugas[122-123], estas deformaciones son causadas por influencias externas ya sea fenómenos naturales, como deslizamiento de tierra o acciones accidentales de terceros (tensión).

179. Debemos resaltar que Petroperú en el informe oral del 22 de mayo del 2019 afirmó haber realizado dos (2) inspecciones geométricas (2012 y 2015), una con la empresa Baker Hughes Pipeline Inspection y otra con la empresa LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services, y, en el informe oral del 8 de julio del 2019 señaló que ha realizado tres (3) inspecciones geométricas (2012, 2013 y 2015).

180. Agrega, que hubo una inobservancia al no evaluar los Informes de Baker Hughes Pipeline Inspection en el año 2013 y LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services, no obstante, en los numerales 225 al 256 del IFI se evaluaron los documentos de la empresa Baker y Lin Scam que corresponden a las inspecciones geométrica. Debemos señalar que el administrado en el informe oral del 22 de mayo del 2019 solo hace referencia a las inspecciones del 2012 y 2015, mas no a las correspondientes al año 2013. A continuación, los documentos presentados por el administrado vinculados al presente mantenimiento serán analizados en la siguiente tabla:

Tabla N° 10: Análisis de documentos presentados por Petroperú

Inspecciones geométricas	
- **Inpección geométrica inercial realizado del 19 de noviembre al 13 de diciembre del 2012**	
Documento	**Análisis**
Reporte de Inspección Geométrica – Inercial – 36" GEOPIG Estación 5, Estación 7" preparado por Baker Hughes Pipeline Inspection de fecha 31 de enero del 2013. Listado de movimientos en la línea - resultados de la inspeccion geoinercial[124].	De la revisión del Reporte de Inspección Geométrica-Inercial realizado del 19 de noviembre a 13 de diciembre del 2012 al Tramo II del ONP se identificaron ochocientos cuarenta (840) anomalías mayores al 2% del diámetro externo de la tubería: - Setescientos veintisiete (727) abolladuras. - Noventa y seis (96) ovalidades. - Quince (15) arrugas internas. - Dos (2) arrugas externas.

121 Inspección en Línea (ILI): Método de análisis de integridad usado para localizar y caracterizar preliminarmente indicaciones de pérdida de material, deformación, entre otros defectos en el ducto, utilizando dispositivos conocidos en la industria como "Smart pig" (Smart pipeline inspection gauge) o raspatubos inteligentes que examinan el interior de los ductos. Consultado en: http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Resoluciones/ConsejoDirectivo/2015/OSINERGMIN%20No.204-2015-OS-CD.pdf
Fecha de consulta: 3 de julio de 2019.

122 Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, el cual obra en el disco compacto ubicado en el folio N° 1425 del Expediente.

*"**Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano***
(...)
*"**4 Desarrollo***
4.1 Metodologías de inspección en ductos
(...)
4.1.1.1 Inspección Interna
Herramientas geométricas: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas)."
(...)"

123 Rubio Carlos y Obdulio Marrero, "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías", Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). México, 2010, pp.1.

124 Folio 5536 del Expediente 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS – Tomo 30.

	Sin embargo, dicho reporte no contiene resultados del levantamiento de información detectado por la herramienta geométrica. En consecuencia, no es posible verificar si en la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP se presentó alguna de las anomalías que señala el Reporte de Inspección Geométrica-Inercial. Debemos resaltar que, Petroperú en el informe oral del 22 de mayo del 2019 afirmó que como resultado de las inspecciones internas (geométricas), la empresa encargada (en este caso, Baker Hughes) entrega a Petroperú: (i) los reportes que listan todas las anomalías (anomalías geométricas) y (ii) también entrega la "data cruda", que es el levantamiento de información detectado, cada tres milímetros, por el sensor de la herramienta geométrica. Sin embargo, para la presente medida de mantenimiento el administrado no lo presentó en el trasncurso del presente PAS. De otro lado, el administrado presentó resultados de la inspección geoinercial del punto donde se produjo la falla, que es distinta a la inspección geométrica, y cuya finalidad no involucra la detección ovalamientos, abolladuras o arrugas. Aunado a ello, la norma API STD 1160-2001 Table 9-1—Anomaly Types and Tools to Detect Them, señala que la inspección geoinercial no es confiable para detectar ovalamientos, abolladuras y arrugas. Por lo tanto, Petroperú no presentó los resultados de la inspección geométrica realizada en el km 440+781 del Tramo II del ONP del 19 de noviembre al 13 de diciembre del 2012, que permitan verificar si presenta alguna anomalía, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras, por tanto, el administrado no acredita su ejecución.
- **Inspección geométrica realizada en el año 2013**	
Documento	**Análisis**
En el informe oral del 8 de julio del 2019, Petroperú señaló que en el año 2013 efectuó inspecciones geométricas; sin embargo, de la revisión de los documentos que obran en el expediente no se observa la presentación de dichos resultados, por tanto, y en la medida que el administrado no presenta documentos que sustente su afirmación se concluye que el administrado no acreditó haber realizado la inspección geométrica en el km 440+781 del Tramo II del ONP.	
- **Inspección en línea (calibrador geométrico-geoinercial) realizado del 20 de mayo al 4 de agosto del 2015**	
Documento	**Análisis**
Reporte Preliminar para Inspección con MFL, en Línea del Ducto 36" Estación 5 to Estación 7, 212. 485 km de fecha 13 de octubre del 2015, preparado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services. Reporte Final para Inspección LIN SCAN de fecha 16 de diciembre del 2016, preparado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services.	De la revisión de los citados reportes se observa mil ochenta y cuatro (1084) anomalías geométricas (1080 abolladuras y 4 chapa onduladas); sin embargo, no se observan los resultados del paso del calibrador geométrico-geoinercial que permitan identificar y conocer las características de las anomalías descritas en los Reportes elaborado por LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services y si estas son próximas o se encuentran en el punto donde se produjo la falla. Por lo señalado, y en tanto que Petroperú no presentó los resultados del pase del calibrador geométrico – geoinercial en el km 440+781 del Tramo II del ONP, que permita verificar las condiciones de la tubería, el administrado no acreditó la ejecución de la inspección geométrica en el punto donde se produjo la falla.
- **Trabajos de mantenimiento e inspección realizados como consecuencia de la inspección geométrica**[125]	
Documento	**Análisis**

[126] Folio 111 y 112 del Expediente.

<table>
<tr>
<td>Tabla 1: Anomalías Reparadas entre la Estación N° 5 y la Estación N° 7 (212.485 Km)

Tabla 1: Anomalías Reparadas entre la Estación N° 7 y la Estación N° 9 (129.99 Km)</td>
<td>En el informe oral del 22 de mayo del 2019, Petroperú señaló que como producto de las inspecciones geométricas realizó intervenciones en áreas próximas al punto donde se produjo el Derrame de Imaza, para acreditar su afirmación presenta los siguientes registros:

- La Tabla 1: Anomalias Reparadas entre la Estación N° 7 y la Estación N° 9 (129.99 km), no corresponde a la progresiva materia de análisis, por lo que, no resulta relevante para el presente caso.

- La Tabla 1, muestra las anomalías reparadas entre la Estación 5 y la Estación 7 (212.485 km)", como consecuencia de la inspección geométrica realizada, sin embargo, no muestra los resultados de la inspección geométrica.

- El administrado no acreditó con documento alguno que haya realizado reparaciones, toda vez que en su oportunidad se limitó a preentar un cuadro que muestra el tipo de particularidad (por ejemplo, pérdida de metal, abolladuras).

Tabla 1. Anomalías reparadas entre Est. 5 y Est. 7 (212.486 km)
<table>
<tr><th>Item</th><th>Distancia Abs., m.</th><th>Tipo de Particularidad</th><th>Comentarios</th><th>Instalación de Camisas</th></tr>
<tr><td>1</td><td>496,622.62</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en octubre 2015</td><td>01 camisa de 1 m</td></tr>
<tr><td>2</td><td>496,622.68</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en octubre 2015</td><td>01 camisa de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>3</td><td>500,260.72</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en octubre 2015</td><td>01 camisa de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>4</td><td>500,260.79</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en octubre 2015</td><td>01 camisa de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>5</td><td>500,267.36</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en octubre 2015</td><td>01 camisa de 1.5 m
01 Camisa de 1 m</td></tr>
<tr><td>6</td><td>500,274.03</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en octubre 2015</td><td>01 camisa de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>7</td><td>504,060.35</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en mayo 2015</td><td>01 camisa de 1 m</td></tr>
<tr><td>8</td><td>504,060.36</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en mayo 2015</td><td>01 camisa de 1 m</td></tr>
<tr><td>9</td><td>504,061.36</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en mayo 2015</td><td>01 camisa de 1 m</td></tr>
<tr><td>10</td><td>499,441.56</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en enero 2017</td><td>01 camisa de 0.75 m.</td></tr>
<tr><td>11</td><td>499,447.46</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en enero 2017</td><td>01 camisa de 0.5 m.</td></tr>
<tr><td>12</td><td>503,936.12</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en noviembre 2016</td><td>01 camisa de 1.5 m.</td></tr>
<tr><td>13</td><td>503,936.55</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en noviembre 2016</td><td>01 camisa de 1 m.
01 camisa de 1 m.
01 camisa de 0.5 m.</td></tr>
<tr><td>14</td><td>504,014.05</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en febrero 2017</td><td>01 camisa de 0.75 m.
01 camisa de 0.5 m.
01 camisas de 1 m.
01 camisa de 1.5 m.
01 camisa de 0.75 m.
01 camisa de 0.5 m.
01 camisa de 2.3 m
01 camisa de 1.5 m.
01 camisa de 1.5 m.
01 camisa de 1.5 m.
01 camisa de 1.1 m.
01 camisa de 0.5 m</td></tr>
<tr><td>15</td><td>504,089.06</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en febrero 2017</td><td>01 camisa de 0.5 m.
01 camisa de 1.5 m.
01 camisa de 0.5 m.
01 camisa de 0.5 m.</td></tr>
<tr><td>16</td><td>504,184.72</td><td>Pérdida de metal</td><td>Reparada en noviembre 2016</td><td>01 camisa de 1.5 m.
01 camisa de 0.4 m.</td></tr>
<tr><td>17</td><td>325,154.20</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en marzo 2017</td><td>01 camisas de 1.2 m</td></tr>
<tr><td>18</td><td>326,134.60</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en marzo 2017</td><td>01 camisas de 1 m
01 camisas de 1 m</td></tr>
<tr><td>19</td><td>327,327.30</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en marzo 2017</td><td>01 camisas de 1 m</td></tr>
<tr><td>20</td><td>396,487.80</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en febrero 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>21</td><td>404,095.20</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en febrero 2017</td><td>01 camisas de 1 m</td></tr>
<tr><td>22</td><td>404,709.20</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en febrero 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>23</td><td>408,898.00</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en mayo 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>24</td><td>410,289.30</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en abril 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>25</td><td>411,458.30</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en mayo 2017</td><td>01 camisas de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>26</td><td>411,518.60</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en abril 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>27</td><td>411,646.00</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en mayo 2017</td><td>01 camisa de 2 m</td></tr>
<tr><td>28</td><td>411,829.90</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en mayo 2017</td><td>01 camisa de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>29</td><td>412,195.40</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en mayo 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>30</td><td>413,170.60</td><td>Abolladura</td><td>Reparada en abril 2017</td><td>01 camisa de 1.5 m</td></tr>
<tr><td>31</td><td>415,305.80</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en abril 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
<tr><td>32</td><td>415,588.50</td><td>Abolladura</td><td>Inspeccionó en mayo 2017</td><td>No amerito reparación</td></tr>
</table>

Por tanto, la información presentada por Petroperú no acredita la inspección geométrica en la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP.</td>
</tr>
</table>

Elaboración: DFAI.

181. Respecto a los resultados que se muestran en la tabla precedente, debemos señalar que Petroperú - en el informe oral del 22 de mayo del 2019- indicó que, frente a los riesgos de movimiento de suelo, en el año 2012 se realizó la inspección geométrica y geoinercial, y en el año 2015 volvieron a realizar la inspección geométrica con la finalidad de detectar algún movimiento, sin embargo y conforme se ha descrito en la citada tabla, Petroperú no acredita la realización de inspecciones geométricas el año 2012 y 2015, no pudiéndose verificar el estado del tramo del ONP afectado.

182. Por lo señalado en la citada Tabla, Petroperú no acredita las inspecciones geométricas en el km 440+781 del ramo II del ONP, no pudiendo verificar las condiciones de la tubería en el punto donde se produjo la emergencia ambiental.

(i).3 Inspección de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos meses; e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera contínua

183. Petroperú afirma haber realizado el pase de raspatubos de limpieza antes y después del evento en el km 440+781 del Tramo II del ONP, así como, la limpieza interna mediante el uso de inhibidores de corrosión, el uso de biocidas, y, el drenaje del agua contenida en el ducto, para acreditar su afirmación presenta cuadros del control del raspatubos de diferentes tramos del ONP[126].

184. El pase de raspatubos de limpieza está dirigido a limpiar los depósitos, lodos y agua del interior de los ductos con la finalidad de evitar su acumulación y prevenir la ocurrencia de situaciones de corrosión interna en los ductos, y dado que la falla ocurrida en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP se produjo en la superficie externa de la tubería, dicha medida no se encuentra relacionada.

185. En ese sentido, y considerando que las medidas de mantenimiento de transmisión de raspatubos con escobillas metálicas y de magneto; y de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas no están relacionadas con la causa de la falla del ducto en el derrame en Imaza, por lo que no se evidencia el incumplimiento del compromiso establecido en el PAMA del ONP respecto a estas medidas, correspondiendo declarar el archivo del presente PAS en este extremo en específico.

(i).4. Monitoreo de los potenciales de protección catódica

186. Petroperú alega que realizó el monitoreo de la protección catódica del km 440+781 del Tramo II del ONP y que haciendo una revisión exhaustiva de las inspecciones históricas de los monitoreos de potenciales de protección catódica (entre el año 2011 y 2016), se podría establecer que cumplió a cabalidad con dichas actividades, para acreditar dicha afirmación presentó el registro de medición de potencial del Km 440+781 del Tramo II del ONP y el extracto del relevamiento de potenciales ejecutados en el Tramo II del ONP en el Periodo (diciembre 2015 – enero 2016) [127].

187. Asimismo, el administrado manifestó que en la referida progresiva se cumple con el tercer criterio de protección, es decir, la polarización mínima de -850 mV vs el electrodo de Cu/CuSO4, de acuerdo a la norma NACE SP 0169-2013. Según señaló en el caso del km 440+781 del Tramo II del ONP, el valor de potencial corresponde a la estación de prueba con la progresiva con valor entero más próximo, es decir, km 441[128].

188. La finalidad de los monitoreos de los potenciales de protección catódica es determinar que la protección catódica establecida en la tubería cumple con el criterio técnico aplicado para prevenir la corrosión; y que, cada parte del sistema de protección catódica está operando adecuadamente[129].

---

126 Folio 173 al 180 del Expediente. Anexo E.1 del escrito de descargos al inicio de PAS.

127 Archivo digitalizado denominado 2016-02-04_INF PRELIMI FALLA 440+781_PETROPERÚ contenido en el disco compacto que obra en el folio 476 del Expediente.

128 El monitoreo de potenciales de protección catódica corresponde a medición de potenciales poste a poste, es decir, las lecturas se toman cada kilómetro a lo largo del trazo del Oleoducto, por tanto, las lecturas de potenciales corresponderan a progresivas con valores enteros sin parte decimal.

129 NACE, Standard Practice SP0169-2013 - Control of External Corrosion on Underground or Sumerged Metallic Piping Systems, Section 10: Operation and Maintenance of CP Systems, 10.1 introduction.

189. Cuando el monitoreo de los potenciales de protección catódica indica que la protección de la tubería no es adecuada (cambios), ello constituye un indicador de posibles afectaciones, entre otros, al revestimiento de la tubería, de acuerdo al siguiente detalle:

- Potencial > -850 mV: la protección contra la corrosión no es suficiente. Causas: **revestimiento en mal estado**, entre otros.
- Potencial < -1100 mV: la protección contra la corrosión es excesiva. **Produce deterioro en el revestimiento** protector de la tubería, dejando a la tuberia expuesta al medio corrosivo (suelo)[130].

190. Finalmente, siendo que las condiciones que afectan a la protección catódica están sujetas a cambios, resulta necesario que los monitoreos de los potenciales sean periódicos a efectos de detectar tales cambios y efectuar los ajustes en el sistema de protección catódica, el PAMA del ONP señala que dichos monitoreos se realizan semestralmente para el Tramo II del ONP[131].

191. Ahora bien, de los documentos presentado por Petroperú se observa solo un monitoreo de potenciales de protección catódica realizado en el km 440+781 del Tramo II del ONP de diciembre 2015 a enero del 2016, información que resulta insuficiente para verificar si el sistema de protección catódica ha estado sujeto a cambios que pudieron haber afectado la efectividad del sistema de protección y dejar expuesta a la tubería a un medio corrosivo (suelo).

192. En esa misma línea, Petroperú tampoco acreditó la ejecución de monitoreos de potenciales de protección catódica en el periodo 2011 - 2016, como lo afirma en su escrito de descargos[132], por lo tanto, no se puede concluir que efectivamente ha cumplido con dichas actividades.

193. Por lo señalado en los párrafos precedente, Petroperú no acreditó el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el km 440+781 del tramo II del ONP.

(i).5. <u>Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno</u>

194. El administrado señala que, si realizó el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno, conforme se detalla a continuación:

- De una revisión exhaustiva de las inspecciones históricas de medición de resistividad de suelos al Tramo II del ONP (entre el año 2010 y 2015) se puede establecer que si se ha cumplido a cabalidad con dichas actividades.

- En la etapa de diseño se toman las resistividades al suelo circundante en donde se instala o pasa el trazado del DDV de la tubería del oleoducto.

- Se acostumbra a tomar valores de resistividad en el suelo en sitios específicos en donde se quiere valorar su agresividad y apreciar la variación de sus propiedades eléctricas del suelo según las condiciones climáticas, si estas son invariables no amerita medir resistividades del suelo en sitios donde estas permanezcan constantes [133].

---

130 Peabody A.W., Peabody's Control of Pipeline Corrosion, Second Edition NACE International, 2001, Pp. 28, 52.

131 Con carta N° GOLE-139-2003, Petroperú comunicó a la autoridad certificadora la relación de actividades que desarrollará para preservar la integridad de las tuberías del ONP y su frecuencia de ejecución, en el marco de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP.

132 Escrito ingresado con registro N° 083025 del 11 de octubre del 2018. Folio 549 del Expediente.

133 Folio 549 del Expediente. Escrito de descargos con registro N° 083025 de fecha 11 de octubre del 2018.

- En el informe oral del 22 de mayo del 2019, señaló que las condiciones del suelo no han cambiado sustancialmente en cuanto a su composición química; sin embargo, manifestaron que la saturación si cambió.

195. Ahora bien, el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno consiste en medir la capacidad del suelo para conducir corriente eléctrica, se considera una medida de la corrosividad del suelo y; por tanto, *representa una forma sencilla de estimación de la agresividad del suelo hacia la tubería*. La finalidad del monitoreo de la resistencia eléctrica es determinar el grado de corrosividad del suelo en cada sector por donde pasa el ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería y de esa forma prevenir la corrosión externa.[134-135]

196. Al respecto, de los documentos presentados por Petroperú, no se observa medio probatorio que acredite la ejecución del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, en los años comprendidos entre el 2010 y el 2015, no pudiéndose verificar el grado de corrosividad del suelo en dicha zona y si el nivel de protección externa (tales como el revestimiento y protección catódica) era el adecuado para la tubería frente al medio corrosivo (suelo).

197. Por tanto, Petroperú no acredita la resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del tramo II del ONP.

(i).6. Referido a las inspecciones visuales al DDV

198. Petroperú señaló que viene atendiendo las actividades de gestión de integridad y mantenimiento desde el punto de vista de atención y gestión de riesgo, más conocido como inspección basada en riesgo con siglas en inglés RBI-*Risk Based Inpection* API 580, enfoque basado en el riesgo para la priorización y planificación de las inspecciones:

- La inspección basada en riesgo es un proceso que sirve para identificar, evaluar y definir los riesgos industriales (debido a la corrosión y fracturas por exceso de tensión), que pudieran poner en peligro la integridad de los equipos, tanto presurizados como estructurales.

- La RBI aborda los riesgos que se pueden controlar mediante inspecciones y análisis adecuados. El propósito de la clasificación de riesgo de la tubería es proveer las bases para tener una idea de la inspección directa de riesgo donde los recursos de mantenimiento (tiempo y dinero) se pueden optimizar en el programa de inspección. Esto da como resultado operaciones más seguras y fiables, mientras se controlan los recursos.

---

134 Folio 573 (reverso) del Expediente.

135 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"***Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(...)
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(...)
- *Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa del oleoducto. El monitoreo es realizado por una compañía especializada."*

- La inspección basada en riesgo sigue la siguiente metodología: (i) recolección de datos e información, (ii) análisis de riesgo, (iii) evaluación de consecuencia, (iv) evaluación de probabilidad de falla (veces/año), evaluación de riesgo (mediante matriz de riesgo), clasificación de los riesgos (revisión del plan de inspección) y reevaluación del plan de inspección.

- Corresponde al OSINERGMIN evaluar si estas inspecciones han sido desarrolladas de manera completa, conforme a lo señalado en la Resolución N° 2674-2017-OS/DSHL expresa que no hay incumplimientos y ninguna norma infringida en cuento a las inspecciones.

199. Sobre el particular, las inspecciones visuales al DDV forman parte de sus compromisos ambiental asumido en el PAMA del ONP, que son de obligatorio cumplimiento y que involucra realizar las inspecciones visuales a todo el ONP. No obstante, el administrado no ha presentado medios probatorios que acrediten el cumplimiento de las inspecciones visuales en el DDV que permita advertir anomalías en el punto donde se produjo la falla.

(i).7. Documentos presentados por Petroperú mediante escrito con registro N° 272367 de abril de 2016

200. Mediante escrito con registro N° 27236 de fecha 7 de abril de 2016, el administrado presentó al OEFA los avances de los planes de mantenimiento predictivos y preventivos realizados desde el año 2011 al año 2015 que fueron presentados a OSINERGMIN. Dichos documentos son analizan en la siguiente Tabla:

Tabla N° 11: Planes de mantenimiento predictivos y preventivos realizados desde el año 2011 al año 2015

Inspecciones visuales sobre el derecho de vía	
Documento	**Análisis**
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010**[136] Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011 **Avance del Plan de Mantenimiento 2011**[137] Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012 **Avance del Plan de Mantenimiento 2012**[138] Carta ADOL-USIPA-052-2013 del 5 de marzo del 2013 **Avance del Plan de Mantenimiento 2013**[139] Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014	**Avance del Plan de Mantenimiento 2010** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó, entre otras, las siguientes acciones: (i) Mantenimiento de accesos al DDV ejecutado al 8.33%, (ii) Mantenimiento en el DDV del ONP ejecutado al 24.70%, y (iii) Desbroce y limpieza de vegetacion del DDV del ONP ejecutado al 89.10%. Las acciones detalladas en el item (i), (ii) y (iii) fueron parciales y no se observa que se hayan realizado en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. Adicionalmente, dichas acciones no se respaldan en medios probatorios que acrediten su realización. Por lo tanto, Petroperú no acredita que realizó las inspecciones visuales sobre el DDV en el año 2010. **Avance del Plan de Mantenimiento 2011**

136 Contiene el avance logrado por Petroperú al mes de diciembre del 2010, del Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del DDV y tubería del ONP.

137 Contiene el avance logrado por Petroperú al mes de diciembre del 2011, del Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del DDV y tubería del ONP.

138 Contiene el avance logrado por Petroperú al mes de diciembre del 2012, del Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del DDV y tubería del ONP.

139 Contiene el avance logrado por Petroperú al mes de diciembre del 2013, del Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del DDV y tubería del ONP.

Avance del Plan de Mantenimiento 2014[140] Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015 **Avance del Plan de Mantenimiento 2015**[141] Carta ADM4-164-2016 del 28 de marzo del 2016.	De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó las siguientes acciones: (i) Inspección y verificación física del derecho de vía del ONP y ORN ejecutado al 100%, y (iii) desbroce y limpieza de vegetación del DDV del ONP ejecutado al 40%. Las acciones descritas en el ítem (i) fueron completas y en el ítem (ii) fueron parciales, adicionalmente, no se observa que se hayan realizado en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. En adición a ello, dichas acciones no se respaldan en medios probatorios que acrediten su realización, por tanto, Petroperú no acredita que realizó las inspecciones visuales sobre el DDV en el año 2011. **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú programó las siguientes acciones: (i) **Inspección y verificación física del DDV en el Tramo II del ONP (postergado para el año 2013)**, (ii) mantenimientos correctivos en el DDV Tramo II del ONP ejecutado al 60% (postergado para el año 2013). Respecto a la acción detallada en el ítem (i), Petroperú reconoció que en el año 2012 no realizó la inspección y verificación física del DDV en el Tramo II del ONP. Respecto al 60% de ejecución de mantenimiento correctivos debemos señalar que fueron parciales, adicionalmente, no se observa que se hayan realizado en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP y tampoco se presenta medios probatorios que acrediten su realización, por lo tanto, Petroperú no acredita que realizó el mantenimiento correctivo en el DDV en el 2012. **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó las siguientes acciones: (i) monitoreo en progresivas inestables km 316, 320, 124, 326, 457, 484 y 638 (postergado para el año 2014), (ii) monitoreo topográfico km 484 y km 496 ejecutado al 92.82, (iii) inspección y verificación física derecho de vía tramo II ONP ejecutado al 100% y (ii) mantenimiento correctivos de derecho de vía tramo II del ONP ejecutado al 100%. La acción detallada en el ítem (i) no fue ejecutado, las acciones detalladas en el ítem (ii), (iii) y (iv) no detallan que se hayan realizado en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. Asimismo, dichas acciones no se respaldan en medios probatorios que acrediten su realización, por lo tanto, Petroperú no acredita que realizó las inspecciones visuales sobre el DDV en el año 2013. **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú programó las siguientes acciones de mantenimiento: (i) servicio de reparación de 5 progresivas sector Estación 5 – Bayóvar (0% de avance se ejecutará en el año 2015), (ii) **desbroce y**

140 Contiene el avance logrado por Petroperú al mes de diciembre del 2014, del Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del DDV y tubería del ONP.

141 Contiene el avance logrado por Petroperú al mes de diciembre del 2015, del Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del DDV y tubería del ONP.

	limpieza de vegetación del DDV tramo II del ONP (0 % de avance se ejecutará en el 2015). Como bien se señala en el citado Plan, Petroperú no programó ni ejecutó inspecciones visuales al DDV en el Tramo II del ONP, por lo tanto, queda acreditado que no realizó dicha medida de mantenimiento. **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó las siguientes acciones de mantenimiento: (i) verificación física del Tramo II del ONP (ejecutado al 73.90%), (ii) trabajos de mantenimiento preventivo DDV y tubería (ejecutado al 100 %) Sin embargo, no se observa que dichas acciones se hayan realizado en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP y tampoco se cuentan con medios probatorios que acrediten su realización, por lo tanto, Petroperú no acredita que realizó las inspecciones visuales sobre el DDV en el año 2015. **Conclusión:** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones visuales en el DDV en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para los años 2010, 2011, 2013 y 2015, y respecto del año 2012 y 2014, Petroperú reconoce que no realizó las referidas inspecciones. Las inspecciones visuales al DDV hubieran permitido localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería (tales como defectos de recubrimiento, picaduras, abolladuras, entre otros), detectar condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto con la finalidad de garantizar la integridad del ducto.

Inspecciones geométricas	
Documento	**Análisis**
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011 **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012 **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 del 5 de marzo del 2013 **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014 **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015 **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 del 28 de marzo del 2016.	**Avance del Plan de Mantenimiento 2010** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó inspecciones geométricas en el Tramo II del ONP, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2010. **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó inspecciones geométricas en el Tramo II del ONP, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2011. **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó inspecciones geométricas en el Tramo II del ONP, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2012. **Avance del Plan de Mantenimiento 2013**

	De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó inspecciones geométricas en el Tramo II del ONP, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2013. **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó inspecciones geométricas en el Tramo II del ONP, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2014. **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó las siguientes acciones de mantenimiento: (i) inspección por perdida de espesor del Tramo II del ONP (raspatubos geométricos) (ejecutado al 95.50%), y (ii) servicio de levantamiento de información, evaluación y costeo de los trabajos de inspección y distensionamiento en los sectores que presentan anomalías geométricas o movimiento de tubería (ejecutado al 100 %) Sin embargo, no se observa que dichas acciones se hayan realizado en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. Adicionalmente, dichas acciones no se respaldan en medios probatorios que acrediten su realización, por lo tanto, Petroperú no acredita que realizó las inspecciones geométricas en el año 2015. **Conclusión:** De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, Petroperú no acredita la ejecución de las inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. La inspección geométrica hubiera permitido detectar deformaciones de la tubería, tales como ovalamientos, abolladuras y arrugas)[142-143]; variaciones geométricas internas y externas que en combinación con otras anomalías pueden generar un riesgo a la integridad del ducto.
Monitoreo de los potenciales de protección catódica	
Documento	**Análisis**
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011	**Avance del Plan de Mantenimiento 2010** De la revisión de Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó las siguientes acciones de mantenimiento: (i) rediseño del sistema de protección catódica de la tubería en el Tramo II del ONP

142 Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, el cual obra en el disco compacto ubicado en el folio N° 1425 del Expediente.

"Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano
(...)
"4 Desarrollo
4.1 Metodologías de Inspección en ductos
(...)
4.1.1.1 Inspección Interna
Herramientas geométricas: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas)."
(...)"

143 Rubio Carlos y Obdulio Marrero. "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías". Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). México, 2010, pp.1.

Avance del Plan de Mantenimiento 2011 Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012 **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 del 5 de marzo del 2013 **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014 **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015 **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 del 28 de marzo del 2016.	(ejecutado al 67.20%), (ii) monitoreo del sistema de protección catódica del ONP (ejecutado al 17.09 %), y (iii) instalación protección catódica en zona de influencia – Represa Limón (ejecutado al 100 %). Sin embargo, no se observa que dichas acciones hayan comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP y no se cuenta con medios probatorios que acrediten su realización, tales como registros fotográficos, informes técnicos entre otros, por lo tanto, Petroperú no acredita el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el año 2010. **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó el monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo II del ONP (ejecutado al 33.33%), sin embargo, no se observa que haya comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, así como, tampoco se adjuntan medios probatorios que acrediten su realización (registros fotográficos, informes técnicos, entre otros. En ese sentido, Petroperú no acredita el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el año 2010. **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó el mantenimiento del sistema de protección catódica por corriente impresa del kilómetro 541 del ONP ejecutada al 25.5%. El mantenimiento al sistema de protección catódica se realizó en un punto alejado de la zona de ocurrencia del derrame de la progresiva del kilómetro 440+781del Tramo II del ONP (más de 100 kilómetros), por lo tanto, Petroperú no acredita el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el año 2012. **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó: (i) monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo II del ONP ejecutado al 56%, y (ii) mantenimiento del sistema protección catódica por corriente impresa en el Kilómetro 641 del ONP ejecutado al 100%. No se observa que dichas acciones hayan comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, asi como tampoco, presenta medios probatorios que acrediten su realización, tales como registros fotográficos, informes técnicos entre otros, por lo tanto, Petroperú no acredita el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el año 2013. **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó: (i) servicio de inspección con CIPS DCVG en el Tramo II del ONP al 40.76% y (ii) el monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo II del ONP ejecutado al 97.56%, No se observa que haya comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, así como tampoco, presenta medios probatorios que acrediten su realización, en ese sentido, no se puede conocer el estado de la protección del ducto, ni realizar un seguimiento sistemático de la efectividad de dicha protección.

	Por lo tanto, Petroperú no acredita el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el año 2014. **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó: (i) Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del tramo II del ONP ejecutado al 59.73%. (ii) Servicio de contratación de consultoría para desarrollar ingeniería básica y elaboración de expedientes de contratación para concursar el servicio de implementación del sistema definitivo de protección catódica por corriente impresa del Tramo I, II y ONP y Ramal Norte. Sobre el servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP, no se detalla el punto exacto del monitoreo, a efectos de poder determinar si dicha inspección se efectuó en algún punto cercano al punto de la falla (Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP) ni presenta documentos que acreditan la ejecución de la misma. Del mismo modo, respecto del servicio de contratación, debemos señalar que la misma no guarda relación directa con acciones de monitoreo del sistema de protección catódica propiamente dicho, en tanto que se trata de actividades orientadas a un tema de contratación de empresas para la ejecución de un servicio en una etapa previa a la ejecución de las acciones que se pretenden contratar. Asimismo, de la revisión de la documentación presentada por el administrado se verifica que no se adjuntan medios probatorios que acrediten la ejecución de dicho contrato. Por lo tanto, Petroperú no acredita el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el año 2015. **Conclusión**: De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. Resulta necesario que los monitoreos de los potenciales sean periódicos a efectos de detectar cambios y efectuar los ajustes en el sistema de protección catódica. El PAMA del ONP señaló que dichos monitoreos se realizan semestralmente para el Tramo II del ONP[144], sin embargo, el administrado no ha acreditado haberlo realizado.
Monitoreo de resistencia eléctrica del terreno	
Documento	**Análisis**
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011	**Avance del Plan de Mantenimiento 2010** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó estudio de suelos km 472 ejecutado al 100%, sin embargo, no se observa que haya comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, así como, tampoco se adjuntaron medios

144 Con carta N° GOLE-139-2003, Petroperú comunicó a la autoridad certificadora la relación de actividades que desarrollará para preservar la integridad de las tuberías del ONP y su frecuencia de ejecución, en el marco de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP.

Avance del Plan de Mantenimiento 2011 Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012 **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 del 5 de marzo del 2013 **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014 **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015 **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 del 28 de marzo del 2016.	probatorios que acrediten su realización (registros fotográficos, informes técnicos, entre otros. Por lo tanto, Petroperú no acredita el monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el año 2010. **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó monitoreo de resistencia eléctrica del terreno, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2011. **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú consideró las siguientes acciones: (i) monitoreo topográficos áreas inestables en progresivas 318 al 325 del ONP reprogramado para el año 2013, y (ii) monitoreos topográficos ejecutados al 100%. Sin embargo, no se observa que haya comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, así como, tampoco se adjuntaron medios probatorios que acrediten su realización (registros fotográficos, informes técnicos, entre otros. Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2012. **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú ejecutó el monitoreo topográfico en km 484 y km 496 del ONP ejecutado al 92.82%. Sin embargo, no se observa que haya comprendido el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, así como, tampoco se adjuntaron medios probatorios que acrediten su realización (registros fotográficos, informes técnicos, entre otros. Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2013. **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó monitoreo de resistencia eléctrica del terreno, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2014. **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento, se advierte que Petroperú no programó ni ejecutó monitoreo de resistencia eléctrica del terreno, por lo tanto, Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno inspecciones geométricas en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para el año 2014. **Conclusión:**

	De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, Petroperú no acredita la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP. Debemos señalar que el monitoreo de resistencia eléctrica del terreno tiene por finalidad determinar el grado de corrosividad del suelo en cada sector por donde pasa el ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería y de esa forma prevenir la corrosión externa[145-146].

Elaboración: DFAI.

(i).7. *Referido a las inspecciones visuales al DDV*

201. Petroperú señaló que viene atendiendo las actividades de gestión de integridad y mantenimiento desde el punto de vista de atención y gestión de riesgo, más conocido como inspección basada en riesgo con siglas en inglés RBI-*Risk Based Inpectión* API 580, enfoque basado en el riesgo para la priorización y planificación de las inspecciones. Asimismo, reiteró que OSINERGMIN evaluó si estas inspecciones han sido desarrolladas de manera completa, conforme a lo señalado en la Resolución N° 2674-2017-OS/DSHL expresa que no hay incumplimientos y ninguna norma infringida en cuento a las inspecciones.

202. Sin embargo, y como se ha evidenciado, el administrado no acreditó el cumplimiento de las inspecciones visuales en el DDV que permita advertir anomalías en el punto donde se produjo la falla, como el deslizamiento de tierra que alega el administrado, que de haberse detectado las condiciones de la zona se habrían realizado medidas inmediatas a fin de evitar alguna contingencia.

A.2. Del *Stress Corrossion Cracking* como causa de la falla

203. El administrado a lo largo del presente PAS[147] ha sostenido que la falla en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP se debió a una condición conocida como *Stress Corrossion Cracking - SCC*, que es la confluencia de un esfuerzo (aplicado o residual), susceptibilidad (depende de la microestructura y composición del acero) y el ambiente (entorno corrosivo, pero puede ser muy suave), y señala:

- La falla fue causada por agrietamiento asistido por esfuerzos/ambiente/material, se evidencia por las múltiples grietas frágiles que comenzaron en la superficie exterior de la tubería hacia el interior.

- Existen tres factores que se presentaron en este proceso de falla: la susceptibilidad a presentar agrietamientos, la exposición o contacto con el suelo y el factor desencadenante o fuente de los sobre esfuerzos generado por la

---

145 Folio 573 (reverso) del Expediente.

146 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"***Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(...)
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(...)
- *Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa del oleoducto. El monitoreo es realizado por una compañía especializada."*
-

147 En sus escritos de descargos y en los informes orales del 22 de mayo y 8 de julio del 2019.

inestabilidad del suelo representada por un deslizamiento del terreno, superaron su capacidad y ocasionaron la rotura.

- La morfología de la grieta es del tipo intergranular; un indicativo de agrietamiento asistido por esfuerzos/ambiente/material de pH alto.

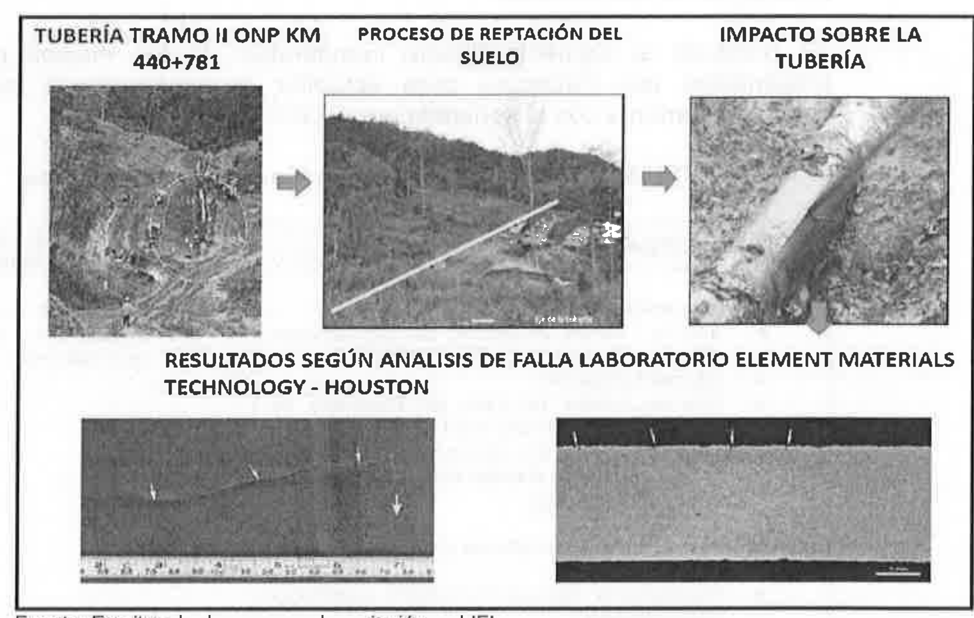
- Las superficies inclinadas: (i) unían las grietas frágiles a lo largo de la superficie exterior con la superficie interior, y, (ii) indican la separación dúctil de la parte sana remanente de la pared de la tubería por sobrecarga.

- El movimiento del suelo habría deformado la tubería, poniendo un sector de la misma a soportar esfuerzos de tensión. El sector de la tubería sometido a los esfuerzos de tensión corresponde con el lado agrietado.

- El factor principal fue el sobreesfuerzo en la tubería provocado por un deslizamiento y no por una falta de mantenimiento. Los factores que desencadenaron el deslizamiento que sobre tensionó la tubería, corresponden a los siguientes hechos naturales:

  ✓ La topografía relativamente accidentada de la zona,
  ✓ Las depresiones sin drenaje y,
  ✓ Las continuas e intensas precipitaciones pluviales que provocaron la acumulación de cuerpos de agua estancos que terminaron por saturar los suelos por infiltración (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016).

Tabla N° 12: fFactores que desencadenaron el deslizamiento que sobre tensionó la tubería



Fuente: Escritos de descargos a la variación y al IFI
Elaboración: DFAI.

- De acuerdo al Informe de Peritaje emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú, en febrero de 2016, concluye que los factores desencadenantes relacionados con los peligros identificados en la zona de deslizamiento son: deforestación, calidad del suelo, fisiografía e hidrología, humedad de la zona y pendiente del terreno.

- Según lo consignado en el Informe de reconocimiento Geológico del KM 440+ 781 del ONP, emitido por la Universidad Nacional de Piura en febrero 2016, concluye que desde el punto de vista de la geodinámica externa, los principales procesos que afectaron la integridad del oleoducto en el KM 440+ 781 en orden de importancia son: Deslizamiento traslacional, favorecido por la topografía y el ángulo de inclinación de las capas o estratos de las rocas sedimentarias y como detonante las intensas precipitaciones, la deforestación y el cambio en el uso del suelo.

- En el km 440+ 781 ocurrió un deslizamiento de tipo traslacional y transversal al eje longitudinal de la tubería, en donde el suelo se movió y comenzó a ejercer una fuerza lateral sobre la tubería, razón por la cual la pared de la tubería estuvo sometida a esfuerzos adicionales de tensión y deformaciones, hasta que finalmente falló.

- Del análisis metalográfico no hay pérdida de espesor, ni crestas en la parte exterior ni interior, pero si hay presencia de grietas generadas por el *Stress Corrossion Cracking.*

- Hubo un retiro importante de vegetación de los árboles en la zona donde se produjo la falla, que generó el empuje en la tubería, sobretensionando la línea de manera circunferencial, aunado a las intensas lluvias activo el proceso del SCC.

- En la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP no se presentaron perturbaciones que ameriten un plan de atención (distensionamiento o de eliminación de abolladuras).

- Se presenta el siguiente cuadro comparativo de los medios probatorios presentados por Petroperú para acreditar la causa de la contingencia comparativamente con lo señalado por el OEFA.

Tabla N° 13: Comparativo de causa de contingencia

Falla por SSC relacionada a deslizamiento	Falla por corrosión a la falta de mantenimiento
1. Pruebas emitidas por entidades privadas • Informe Técnico: Inspección del reforzamiento del oleoducto, elaborado por ATAC S.A.C. • Informe peritaje CIP. • Informe Análisis de Falla del Segmento de Tubería de la Progresiva km 440+781 del Tramo II del ONP, preparado por Lavalin. • Revisión del tramo afectado por parte de Element Material Technology 2. Pruebas emitidas por entidades públicas • Resolución N° 2674-2017-OS/DSHL emitida por OSINERGMIN. • Resolución OEFA, recaída en el Expediente 445-2017/DFSAI/PAS	• Fotografías • Inspección visual no especializada

Elaboración: DFAI.

- Se evidencia y acredita de manera irrefutable que tanto los procesos corrosivos internos como internos no tuvieron participación en el punto de falla, por lo que, no puede inferir que a pesar de que Petroperú llevo a cabo sus acciones de mantenimiento sobre el ONP; factores ajenos a estas facilitaron que la tubería se viera vulnerada y finalmente fallará.

204. De la revisión del Reporte No 139-17-EHO0055405P, *Examination of a leak* at km 440+781 realizado en Houston[148], el laboratorio concluye que la fuga fue causada por el SCC, a juzgar por las múltiples grietas frágiles que comenzaron en la superficie del tubo[149].

Tabla N° 14: Reporte No 139-17-EHO0055405P

The leak was caused by SCC, as judged by the multiple brittle cracks that started on the outside surface of the pipe. The cracks were branching and where not corroded, appeared intergranular. Branching brittle intergranular cracks in pipeline steels are characteristic of high pH SCC. Sloping surfaces jointed the brittle cracks along the outside surface to the inside surface. The sloping surfaces indicated the ductile separation of the remaining sound pipe ligament by overload. Field analysis of the failure by Petroperú had reported movement of soil against one side of the pipe. The movement of soil had bent the pipe, putting one side in tension. The tension side of the pipe was the cracked side, as documented by Petroperú.

205. En **el caso del km 440+781 del Tramo II del ONP la cinta *poliken* se había desprendido, permitiendo la exposición de la tubería al suelo húmedo**, conforme se detalla a continuación:

Tabla N° 15: Reporte No 139-17-EHO0055405P

SCC of pipelines is a function of susceptible steel, stress and a special environment. Industry data shows that SCC has occurred in many pipeline steels, indicating their general susceptibility[2,3]. Two forms of SCC affect line pipe under ambient conditions: high pH SCC and near-neutral pH SCC. High pH SCC has an intergranular appearance, as in the case of KP 440+781. The local pH of the pipe surface in cases of high pH SCC is between 8 and 11. Research has shown that the pipe surface that promotes high pH SCC contains both carbonate and bicarbonate ions from carbon dioxide dissolved in water surrounding the pipe[4]. Carbon dioxide in the case of KP 440+781 may have originated from the decay of organic matter. Research has shown that cathodic protection of pipelines can raise the pH at the pipe surface[5]. In this case the Polyken tape had disbonded, allowing exposure of the pipe to the moist soil.

148 Folio 358 a la 378 del expediente.

149 Folio 358 a la 378 del expediente.

La ramificación de las grietas intragranulares en la tubería son característica de SCC con ph alto y el análisis de campo enviado por Petroperú informa de un movimiento de suelo contra un lado de la tubería, que ejerció tensión en el lado agrietado.

El SCC con pH alto tiene un aspecto intragranular como es el caso del km 440+781 del Tramo II del ONP y contiene ambos iones de carbonato y de bicarbonato del dióxido de carbono disuelto en agua que rodea la tubería. El dióxido de carbono en el caso de km 440+781 del Tramo II del ONP puede haberse originado a partir de la descomposición de materia orgánica, la investigación ha demostrado que la protección catódica de las tuberías puede elevar el pH en la superficie de la tubería.

206. La existencia de muchas grietas en un lado de la tubería indicaba una falla del recubrimiento de la cinta de la *poliken*, talvez como resultado de la flexión de la tubería[150], conforme se detalla a continuación:

Tabla N° 16: Reporte No 139-17-EHO0055405P

Although no mineral deposits were observed visually on the pipe surface, there were thin surface deposits observed by SEM at the leak. In addition to the soil elements detected on crack surfaces, chlorine and copper were detected in these surface deposits. The source of the chlorine and copper was not determined. The high carbon content at all locations analyzed may be partly attributable to residual oil on pipe surfaces. As described above, the presence of many brittle cracks on one side of the pipe indicated a failure of the Polyken tape coating, perhaps as a result of the pipe bending. The extent of the bending was not recorded, and after application of clamps and the sleeve during repair, it was not possible to determine the extent of pipe bending or pipe ovality.

207. Debemos enfatizar, que el informe no concluye que el recubrimiento se haya desprendido por el deslizamiento, sino que talvez se haya producido como resultado de una flexión de la tubería[151]. El laboratorio deja en claro que el movimiento de suelo es señalado por Petroperú en la documentación presentada.

208. Por lo señalado, del informe del laboratorio se tiene que la causa de la falla en el km 440+781 fue el SCC con pH alto, por la exposición de la tubería al suelo húmedo (cinta *poliken* se había desprendido), sumado a una tensión.

209. En este punto, conviene señalar que en el Estudio de Riesgo del ONP[152] se reconoció como amenaza o daño a la integridad del ducto al Stress Corrosión Cracking – SCC, e indicó que es la combinación de tensiones y especies corrosivas que permiten el crecimiento de fisuras, y está asociado por la exposición del acero por una falla en el recubrimiento a un medio con concentraciones de carbonatos-bicarbonatos, la misma que puede darse por la interacción de iones hidroxilo producida por la reacción catódica y el dióxido de carbono del suelo, producto de la descomposición de la materia orgánica.

210. Por tanto, Petroperú era consciente que la tubería podía ser expuesta a este tipo de amenaza, aún cuando no se haya tenido registro de antecedentes de este tipo en la zona.

211. Considerando ello, corresponde verificar si las condiciones que desencadenaron el fenómeno SCC pudieron ser advertidas mediante la ejecución de las acciones de mantenimiento predictivo y preventivo establecido en el PAMA del ONP:

---

150 Folio 358 a la 378 del expediente.

151 La exposición de la tubería al suelo húmedo se acredita con la presencia de elementos del suelo detectados en las superficies de las grietas. El laboratorio deja en claro que el movimiento de suelo se sustenta en la documentación presentada por Petroperú.

152 Ingresado con escrito con registro N° 2019-E01-054975.
"Para la identificación de peligros potenciales se definieron los mecanismos de daño o amenazas a la integridad de un oleoducto. Estas fueron clasificadas en 3 grandes tipos:
a) Dependientes del tiempo transcurrido:
a1. Corrosión interna
a2. Corrosión externa
a3. Stress Corrosion Cracking (SCC)
a4. Fatiga"
(...)"

(a) Inspecciones visuales al DDV

212. Las inspecciones visuales al DDV tienen como finalidad localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería, tales como defectos de recubrimiento, picaduras, abolladuras, entre otros, detectar condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto con la finalidad de garantizar la integridad del ducto. Conforme al PAMA del ONP debían realizarse con una frecuencia anual[153]

213. Dado que las condiciones ambientales de la zona cambian con el tiempo (geografía, el clima, entre otros), la protección externa (revestimiento, condiciones inseguras, etc.) de la tubería también puede presentar cambios, por lo que, las inspecciones visuales al DDV deben ser frecuentes. Sin embargo, y tal como se señaló en el acápite correspondiente a la ejecución de las medidas de mantenimiento contenidas en el PAMA del ONP, Petroperú no acreditó la ejecución de las inspecciones visuales en el DDV en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para los los años 2010, 2011, 2013, 2014 y 2015, y respecto del año 2012 Petroperú reconoce que no realizó la inspección y verificación física de DDV del Tramo II del ONP.

214. En este punto, debemos señalar que la Universidad Nacional de Piura y el Colegio de Ingenieros del Perú en sus respectivos informes concluyeron lo siguiente:

- Desde el punto de vista de la geodinámica externa, los principales procesos que afectaron la integridad del oleoducto en el KM 440+ 781 del Tramo II del ONP, en orden de importancia son: deslizamiento traslacional, favorecido por la topografía y el ángulo de inclinación de las capas o estratos de las rocas sedimentarias y como detonante las intensas precipitaciones, la deforestación y el cambio en el uso del suelo.

- Los factores desencadenantes relacionados con los peligros identificados en la zona de deslizamiento son: deforestación, calidad del suelo, fisiografía e hidrología, humedad de la zona y pendiente del terreno.

215. Y a la pregunta ¿Conocían que había una actividad antrópica en el Oleoducto? ¿Desde cuándo conocían esta situación?, Petroperú indicó que al 2009 ya se evidenció actividades antrópicas (tales como deforestación, entre otros) y agrega que:[154]

- El problema de la ocupación de los derechos de vía sobre las inmediaciones de los oleoductos es una problemática global, lamentablemente las empresas operadoras no tienen la capacidad de poder regular esta situación, este tema es regulado por las autoridades pertinentes y el cumplimiento es fiscalizado por entidades como el OEFA.

- No obstante, para conocer la situación de la tubería y el DDV del Oleoducto, Petroperú en el año 2009 realizó un levantamiento catastral completo y a finales del 2009 comunicó a las autoridades pertinentes de la ocupación del derecho de vía y solicitando que se dispongan las medidas correctivas, situación que no se ha dado, esta problemática sigue evolucionando y la empresa no puede regular esta actividad porque no es parte de las funciones de la empresa.

---

153 Carta N° GOLE-139-2003, Petroperú comunicó a la autoridad certificadora la relación de actividades que desarrollará para preservar la integridad de las tuberías del ONP y su frecuencia de ejecución, en el marco de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP:

154 Escrito ingresado el 12 de julio del 2019. Respuestas a las preguntas formuladas en el informe oral del 8 de julio del 2019.

- A consecuencia del evento, se solicitó un peritaje por el colegio de ingenieros, según el Informe de los Ingenieros Geólogos María del Rosario Guevara Salas y el Ing. Alberto Torres Guerra, nominados por el Colegio de Ingenieros Lima, el que de acuerdo a la evaluación de la zona precisó que la causa un empuje lateral desencadenante de una gran masa de terreno, muy saturado de agua y completamente deforestado. Precisa que la deforestación ha dejado el suelo expuesto a los fenómenos de meteorización y erosión. Según el informe, el mismo que obra en el expediente, se precisa que este tipo de movimientos de masa en el mundo son muy difíciles de predecir, y sus efectos son de características extraordinarias.

216. Si bien Petroperú solo tiene injerencia dentro del ámbito del DDV, debió realizar un seguimiento sostenido en el tiempo - a través de las inspecciones visuales en el DDV - para evaluar las implicancias de dichas actividades y a partir de ahí realizar las medidas que permitan garantizar la integridad del ducto.

217. Es por ello, que a la pregunta[155]¿Qué acciones/técnicas realizaron para prevenir la actividad antrópica en el Oleoducto? ¿Ustedes creen que estas acciones serian idóneas? El administrado señala que realiza patrullajes regulares y otras acciones complementarias:

- Realiza los patrullajes regulares para determinación de cualquier condición anómala, asimismo se desarrollan las inspecciones técnicas dentro del derecho de vía y el paso de las herramientas, es una técnica que proporciona o permite determinar las áreas que podrían estar en riesgo. Una ILI que pase no puede manejar la parte social, determinar cuáles son las áreas que requieren una intervención.
- No tiene injerencia fuera del DDV; sin embargo, cuando se tuvo conocimiento de la situación, se remitieron diversas cartas al Organismo de Formalización de la Propiedad Informal- COFOPRI, ING y al INGEMMET para proporcionar la información digital que contiene el CD cartas N° GOLE817-2009/MNOL-466-2009 del 19.10.2009 al COFOPRI, en la cual se informaba del crecimiento de las poblaciones, así como el incremento de las zonas agrícolas y/o ganaderas en gran parte del recorrido del ONP ha generado que diversas personas estén invadiendo la zona de seguridad de la infraestructura e indicando que estas acciones se complicarían si la propiedad de los mismos fuera reconocida por el Estado, a través de los programas de titulación que COFOPRI realiza, por lo cual se alcanzó la información digital en CD, del trazo del eje de la tubería del Oleoducto y sus Ramales, con la finalidad que sea incluida en su base de datos, evitando de esta manera extender títulos de propiedades que ocupan el área de reserva del ONP.

- Asimismo, se remitió Carta GOLE-815-2009/MNOL-464-2009 del 19.10.2009 al Instituto Geográfico Nacional- ING para proporcionar la información digital que contiene el CD adjunto, la misma que define el trazo del eje de la tubería del Oleoducto y sus Ramales, con la finalidad que sea incluida en vuestra base de datos, así como en la cartografía digital e impresa (futura), que el Instituto administra.

- Del mismo modo se remitió Carta GOLE-813-2009/IV1NOL-462-2009 y GOLE-814- 2009/MNOL-463-2009 del 19.10.2009 al Instituto Geológico, minero y metalúrgico - INGEMMET para proporcionar la información digital que contiene el CD adjunto, la misma que define el trazo del eje de la tubería del Oleoducto y sus Ramales, con la finalidad que la ubicación del Oleoducto sea tenida en

[155] Escrito ingresado el 12 de julio del 2019. Respuestas a las preguntas formuladas en el informe oral del 8 de julio del 2019.

cuenta en el desarrollo propio de sus actividades. En relación a las nuevas concesiones tengan conocimiento de sus titulares, lo cual permitirá que sea tomada en cuenta en el planeamiento, lo cual evitará cualquier posibilidad de daño a la integridad de la tubería en la etapa exploratoria o producción.

- Finalmente, cada vez que se existe cambio de autoridades en los gobiernos regionales, se cursan cartas a las municipalidades y gobiernos regionales, proporcionando la información del trazo del Oleoducto con las coordenadas para que se respete el DDV correspondiente, evitando la entrega de títulos en dicha zona. Se adjuntan los cargos de las cartas cursadas a las diversas autoridades para información de esta situación y solicitar las acciones correspondientes del año 2010 (escrito N° 25573 del 15 de julio del 2019)[156].

218. Sin embargo, a lo largo del presente PAS, Petroperú no presenta medios probatorios que acrediten que efectuó las inspecciones visuales al DDV, por lo que, queda desvirtuado lo señalado por el administrado.

219. Nótese que el administrado señala que una inspección con raspatubos - ILI no puede determinar cuáles son las áreas que requieren una intervención (relacionado a la parte social – deforestación) lo cual solo refuerza el hecho la importancia de las inspecciones visuales al DDV.

220. De otro lado, el administrado alegó que la formación de grietas en la pared de la tubería que no son detectables con una inspección visual del DDV y menos con las herramientas de inspección en Línea ILI que Petroperú. Si bien las grietas generadas por el SCC no son detectables a simple vista, las inspecciones visuales hubieran podido advertir el estado del recubrimiento a fin de garantizar que la protección externa era la adecuada, sin embargo, no lo realizó.

221. Por lo tanto, Petroperú no acreditó el cumplimiento de las inspecciones visuales al DDV en el km 440+781 Tramo II del ONP, que hubieran permitido advertir el deterioro del revestimiento, así como las condiciones externas de la zona.

(b) <u>Monitoreo de resistencia eléctrica del terreno</u>

222. La finalidad del monitoreo de la resistencia eléctrica es determinar el grado de corrosividad del suelo en cada sector por donde pasa el ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería.[157-158]

223. No obstante, de los documentos presentados por Petroperú se observa que este no presentó medio probatorio que acredite la ejecución del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, en los periodos comprendidos 2010 al 2015, no pudiendo verificar el grado de corrosividad del suelo

---

156 Petroperú presentó copia de cartas remitidas a Municipalidad Urarinas, San Lorenzo, Puerto America, Manseriche, Nieva, Imaza, entre otros, sobre el Plano Catastral y ubicación del ONP.

157 Folio 573 (reverso) del Expediente.

158 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"***Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(...)
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(...)
- *Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa del oleoducto. El monitoreo es realizado por una compañía especializada."*

en dicha zona y si el nivel de protección externa (tales como el revestimiento y protección catódica) era el adecuado para la tubería frente al medio corrosivo (suelo).

224. Petroperú en el informe oral del 22 de mayo del 2019, señaló que el recubrimiento fue diseñado para soportar las condiciones de la zona y era la adecuada para la zona, pero era la adecuada para el año en que se instaló (1977), esto es, hace mas de cuarenta (40) años. Y dado que no se cuentan con resultados de monitoreos de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del tramo II del ONP, no se puede afirmar que las condiciones de suelo (agresividad) no se han modificado de manera sustancial en sus composiciones químicas.

225. En consecuencia, Petroperú no acreditó el cumplimiento del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, que hubieran permitido verificar si el revestimiento era el adecuado para el tipo de suelo de la zona.

(c) Monitoreo de los potenciales de protección catódica la resistencia del terreno

226. Dado que las condiciones que afectan a la protección catódica están sujetas a cambios, resulta necesario que los monitoreos de los potenciales sean periódicos a fin de detectar que la protección catódica viene siendo la adecuada (verificación del rendimiento histórico del sistema de la protección catódica, el tipo de protección catódica, entre otros)[159]. Cuando la protección catódica no es la adecuada puede afectar el revestimiento:

- Potencial > -850 mV: la protección contra la corrosión no es suficiente. Causas: **revestimiento en mal estado**, entre otros.

- Potencial < -1100 mV: la protección contra la corrosión es excesiva. **Produce deterioro en el revestimiento protector de la tubería, dejando a la tubería expuesta al medio corrosivo** (suelo)

227. Conforme al PAMA del ONP debía realizarlo semestralmente para el Tramo II del ONP[160]; sin embargo, Petroperú solo presentó un monitoreo de potenciales de protección catódica realizado en el mes de diciembre 2015 - enero 2016, el cual no permite verificar el rendimiento histórico del sistema de protección catódica, por ende, no se puede concluir que se cumplió con la obligación referida a la protección catódica.

228. Ahora bien, Petroperú en el informe oral del 22 de mayo del 2019, indicó que la protección catódica protege cuando el revestimiento se daña por algún evento sea de construcción o sea de fase operativa, en ausencia de esta, la protección catódica protege la tubería ante procesos corrosivos y a la luz de los resultados vemos que la protección catódica y el revestimiento han tenido un excelente performance porque no hay evidencias de corrosión externa.

229. Sin embargo, del resultado de la inspección de corrosión y pérdida de espesor se tiene un diecisiete 17% de pérdida de espesor en la superficie de la tubería (EXTERNA) lo que muestra que la tubería en el km 440+781 del tramo II del ONP (coordenadas UTM WGS84 9426441N / 0798608E) estuvo en contacto directo con el medio corrosivo (suelo), el rendimiento histórico del sistema de protección catódica hubiera permitido advertir que la protección catódica ya no estaba siendo adecuada.

---

159 ASME
(...)
6.2.1.3.1.2.1 Reviewing the historical performance of the CP system, such as type f CP, consistency with time of the potentials at individual test points along the line, consistency of CP current over time number of yera with CP, (...).

160 Con carta N° GOLE-139-2003, Petroperú comunicó a la autoridad certificadora la relación de actividades que desarrollará para preservar la integridad de las tuberías del ONP y su frecuencia de ejecución, en el marco de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP.

230. Si bien la pérdida de espesor no requiere reparación (reemplazo de tubería), la norma NACE SP 0169-2013[161] establece que para áreas con corrosión de una profundidad de 20% o menos se deben tomar medidas para prevenir una mayor corrosión.

231. En consecuencia, Petroperú no acreditó el cumplimiento del monitoreo de los potenciales de protección catódica en el km 440+781 del tramo II del ONP, lo que hubiera permitido advertir si el revestimiento estaba siendo afectado.

(d) Inspecciones geométricas

232. La inspección geométrica permite medir internamente los diámetros y las deformaciones de la tubería, tales como ovalamientos, abolladuras y arrugas[162-163], estas deformaciones son causadas por influencias externas ya sea fenómenos naturales, como deslizamiento de tierra o acciones accidentales de terceros (tensión).

233. Petroperú señaló que el evento del km 440+781 en el Tramo II del ONP, no es una zona crítica propensa a derrumbes por causas naturales, el deslizamiento se originó a más de 400 m. fuera del derecho de vía y por acciones antrópicas por desforestación, siendo imposible que se monitoree una zona que no es parte de la infraestructura del Oleoducto.

234. Agrega, que la inspección en línea ILI Geométrica de Alta Resolución realizada en el 2013 por la Cía. Baker Hughes y por LIN SCAN el 2015, determinaron que no existe riesgo por desplazamiento, para la Integridad estructural de la tubería.

235. Al respecto, de acuerdo al Estudio de Riesgos del ONP presentado por Petroperú al Osinergmin, el km 440+781 del tramo II del ONP era una zona con altas probabilidades de deslizamiento, conforme se detalla a continuación:

161 ASME
451.6.2 limits and disposition of imperfections and anomalias
451.6.2.1 limits. pipe containing leaks shall be removed or repaired
451.6.2.2 corrosion
(...)
(b) external corrosion
in general, areas of corrosion with a maximun depth of 20% or less of the thickness required for design need not to be repaired. howeever, measures should be taken to prevent futher corrosion.

162 Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, el cual obra en el disco compacto ubicado en el folio N° 1425 del Expediente.

"Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano
(...)
"4 Desarrollo
4.1 Metodologías de inspección en ductos
(...)
4.1.1.1 Inspección interna
Herramientas geométricas: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas)."
(...)"

163 Rubio Carlos y Obdulio Marrero. "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías". Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). México, 2010, pp.1.

Tabla N° 17: Estudio de Riesgos de ONP – 2015

Tramo	Alta Probabilidad de deslizamiento: Intervalo de Progresivas [m]	Inicio	Fin	Nivel de riesgo promedio en el intervalo
II	[318000-329000]	318000	329000	116,009373
	[393000-408000]	393000	408000	143,152207
	[440000-464000]	440000	464000	110,500741
	[478000-500000]	478000	500000	145,781215
	[541000-585000]	541000	585000	561,725603
	[605000-648000]	605000	648000	804,215277

Fuente: Escrito ingresado con registro 054975 del 30 de mayo del 2019[164].

236. Por tanto, el administrado conocía de la situacion en el km 440+781 del Tramo II del ONP, por tanto, debió de realizar las inspecciones geométricas. No osbtante, Petroperú no ha logrado acreditar dichas inspecciones, que de haberlas hecho hubiera podido advertir tensiones en la tuberia que podían poner en riesgo a la integridad del ducto y a partir de ello realizar acciones correctivas.

237. En consecuencia, Petroperú no acreditó el cumplimiento de las inspecciones geométricas en el km 440+781 del tramo II del ONP, que hubieran podido advertir si la tubería se encontraba tensionada y realizar acciones para garantizar la integridad al ducto.

a.1.1. De la ruptura del nexo causal en el km 440+781 del tramo II del ONP

238. Petroperú alegó la eximente de responsabilidad administrativa por ruptura del nexo causal, al amparo del Artículo 144° y Artículo 146° de la Ley N° 28611; Ley General del Ambiente, Artículo 18° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, el Artículo 1972° del Código Civil y el Principio de Presunción de Licitud; reconocido por el OEFA en la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFAI (Anexo 1.E del escrito de descargos a la variación)[165].

239. Asimismo, como medio de prueba para acreditar la ruptura del nexo causal adjuntó la Sentencia Absolutoria N° 52-2018 - Resolución N° 17 del 14.09.2018, emitida por el Segundo Juzgado Penal Unipersonal de Bagua (Anexo 1.F del escrito de descargos a la variación).

240. Al respecto, de acuerdo al Numeral 10 del Artículo 248° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en lo sucesivo, TUO de la LPAG)[166], la responsabilidad administrativa es subjetiva, salvo los casos en que por ley o decreto legislativo se disponga la responsabilidad administrativa objetiva.

---

164 Folio 1427 a la 1429 del Expediente.

165 Con relación a la eximente de responsabilidad civil y penal por ruptura de nexo causal, alegada por el administrado en el Acta de Supervisión del 11 de febrero del 2016 no corresponde ser evaluada en esta vía administrativa.

166 **Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS.**
*"Artículo 248.- **Principios de la potestad sancionadora administrativa***
La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales:
(...)
*10. **Culpabilidad.** - La responsabilidad administrativa es subjetiva, salvo los casos en que por ley o decreto legislativo se disponga la responsabilidad administrativa objetiva."*

241. Precisamente, el Artículo 18° de la Ley del Sinefa)[167] establece un régimen de responsabilidad objetiva en materia ambiental, debido a que dispone que los administrados son responsables objetivamente por el incumplimiento de obligaciones derivadas de los instrumentos de gestión ambiental, así como de las normas ambientales y de los mandatos o disposiciones emitidas por el OEFA.

242. Dicho régimen implica que la autoridad administrativa debe determinar la existencia de la relación de causalidad entre la conducta activa u omisiva del administrado y la infracción administrativa para atribuir responsabilidad al agente infractor, mas no le corresponde probar el carácter culpable o negligente de dicha conducta[168]. Es decir, en este régimen en virtud de los principios de licitud y causalidad se requiere que la autoridad de fiscalización ambiental acredite la existencia de los hechos que evidencien el incumplimiento de obligaciones ambientales[169] y que ello sea atribuible a acciones u omisiones del administrado, sin que exista la necesidad de probar la existencia de dolo o culpa.

243. Sobre el particular, bajo un régimen de responsabilidad administrativa objetiva en materia ambiental corresponde a la autoridad administrativa acreditar el supuesto de hecho objeto de infracción y otorgar al administrado la posibilidad de eximirse de responsabilidad probando la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor[170] o hecho determinante de tercero [171-172], para lo cual, deben presentarse de manera concurrente las características de extraordinario, imprevisible e irresistible[173].

167 **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.**
*"**Artículo 18°.- Responsabilidad objetiva***
Los administrados son responsables objetivamente por el incumplimiento de obligaciones derivadas de los instrumentos de gestión ambiental, así como de las normas ambientales y de los mandatos o disposiciones emitidas por el OEFA".

168 Al respecto, Lucía Gomis Catalá refiriéndose a las características de los regímenes de responsabilidad objetiva por daño ambiental señala lo siguiente: *"Estos regímenes se caracterizan porque el carácter culpable o negligente de la conducta de quien causa el daño deja de ser relevante, apreciándose únicamente los daños ocasionados. Los mecanismos de responsabilidad objetiva simplifican, por lo tanto, el establecimiento de la responsabilidad porque eximen de demostrar la existencia de culpa, aunque, eso sí, la víctima deberá probar la relación de causalidad entre la actividad del sujeto agente y el daño producido."* (GOMIS CATALÁ, Lucía. Responsabilidad por Daños al Medio Ambiente. Alicante: Tesis doctoral de la Universidad de Alicante. 1996. pp. 150-151)

169 Al respecto el Tribunal de Fiscalización Ambiental en la resolución N° 006-2019-OEFA-TFA-SMPEIM, ha señalado lo siguiente:
"(...)
34. En consecuencia, para la correcta aplicación del mencionado principio, deberá de verificarse previamente la convergencia de dos aspectos: i) la existencia de los hechos imputados y ii) la acreditación de que la ejecución de dichos hechos fue por parte del administrado; todo ello, sobre la base de medios probatorios que generen convicción suficiente de tal vinculación, con el fin de arribar a una decisión motivada.
35. De igual manera, se ha de precisar que los procedimientos administrativos sancionadores tienen por finalidad determinar la ocurrencia de los hechos imputados a los administrados a título de infracción, de modo tal que-acreditada su comisión-se imponga las sanciones legalmente establecidas; en ese sentido, la tramitación de los mismos debe, en principio, seguirse única y exclusivamente contra aquel que incurrió en la comisión del ilícito administrativo sancionable.
(...)"

170 Cabe indicar que el Artículo 1315° del Código Civil, aplicable de forma supletoria al presente procedimiento administrativo al amparo de lo dispuesto por el Artículo VIII del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobada por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, regula los supuestos de caso fortuito y de fuerza mayor, entendiéndolos como una misma figura:

"Artículo 1315.- Caso fortuito o fuerza mayor es la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible, que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso".

171 Al respecto, De Trazegnies señala: "En realidad, tanto el caso fortuito como el hecho determinante de tercero –y también el hecho determinante de la víctima, (...)- son todos casos de *vis maioris*. La diferencia estriba en que el caso fortuito es una fuerza anónima, mientras que el hecho de tercero y el hecho de la víctima se imponen como una fuerza mayor con autor." DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. "La responsabilidad extracontractual". Sétima Edición, Tomo I. Biblioteca para Leer el Código Civil, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2005, p. 336.

172 Ver Resolución N° 34-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 22 de agosto del 2017. Fundamentos 89 y 90, donde el Tribunal de Fiscalización Ambiental citó a Fernando De Trazegnies Granda.
(...)
90. El hecho determinante de tercero, para De Trazegnies, debe de contar con las características de extraordinario, imprevisible e irresistible, como el caso fortuito, a fin de que tenga mérito exoneratorio de responsabilidad:
"Características esenciales del hecho determinante de tercero. En la medida de que el hecho determinante de tercero es una vis maior para el presunto causante, ese hecho tiene que revestir características similares a las que hemos mencionado con relación al caso fortuito: ese hecho debe imponerse sobre el presunto causante con una fuerza que aniquile su propia capacidad de acción. El carácter extraordinario del hecho está constituido por tratarse de una causa extraña al sujeto que pretende liberarse con esta defensa (...) Por otra parte, ese hecho de tercero, para que tenga un efecto exoneratorio, tiene que revestir también las características de imprevisibilidad e irresistibilidad. (...)
En efecto, hemos dicho que el hecho de tercero tiene que formar parte de riesgos atípicos de la actividad, para tener mérito exoneratorio.

173 Cabe mencionar la sentencia del Tribunal Supremo del 4 de febrero de 1998 (España) que resolvió lo siguiente: "*Y sin que del hecho, por lo demás cierto, de que en los tres días anteriores al de la denuncia, se registraran precipitaciones de lluvia y nieve en la provincia de León a la que corresponde la zona donde se encuentran las instalaciones mineras de la demandante, cuyo verdadero alcance e importancia y carácter extraordinario o excepcional no constan, constituya un supuesto de fuerza mayor excluyente de la responsabilidad, pues considerando el fenómeno meteorológico como no puede por menos de hacerse en sede de causalidad, se trataba de un hecho previsible en aquel sitio en aquella época del año, es decir, era un evento "con el que había que contar"; y como previsible es evitable con la debida diligencia mediante la adopción de precauciones adecuadas, es claro que la actora no puede ser exculpada por este motivo*". En "Manual de Derecho Administrativo Sancionador" Tomo I. Segunda Edición. Autores Varios. Editorial Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2009, pág. 183-184

244. El administrado a fin de acreditar la ruptura de nexo causal deberá acreditar que el hecho cumpla con las características de ser:

(i) Extraordinario: que salga del curso natural y ordinario de las cosas.
(ii) Imprevisible: que supere la actitud normal de previsión que sea dable requerir.
(iii) Irresistible: no es susceptible de ser superado.

245. En ese sentido, a continuación, se analizará si en el presente caso se ha configurado caso fortuito o hecho determinante de tercero:

(i) Caso fortuito: precipitaciones anómalas

246. Petroperú alegó caso fortuito como ruptura de nexo causal, a las lluvias intensas relacionadas al Fenómeno del Niño en el año 2016, que generó el deslizamiento súbito de talud que provocó el sobre-esfuerzo en la tubería (SCC), en base a los siguientes aspectos:

- El evento de falla en el km 440+781, se relaciona con el evento climático extraordinario ocurrido en la región Amazonas, donde se registró en las estaciones de monitoreo, un superávit de precipitación entre 40% - 50% y anomalías positivas de temperatura máxima en el aire (+2.9 °C) (SENAMHI, 2016, pp.8-10). (Ver Anexo 3[174])

- Las continuas e intensas precipitaciones pluviales que provocaron la acumulación de cuerpos de agua estancos que terminaron por saturar los suelos por infiltración (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016).

- Las intensas precipitaciones saturaron los suelos de las áreas deforestadas por acción antrópica (dificultades imprevistas), afectando sus propiedades mecánicas y consecuentemente produciendo el súbito deslizamiento del talud que flexionó la tubería hasta fisurarla.

- Los deslizamientos de tierra, asociados a fuertes precipitaciones se han ido intensificando, según los registros del SENAMHI.

- Los factores que desencadenaron el deslizamiento que sobre tensionó la tubería, corresponden a los siguientes hechos naturales: (i) La topografía relativamente accidentada de la zona, (ii) las depresiones sin drenaje y, (iii) las continuas e intensas precipitaciones pluviales que provocaron la acumulación de cuerpos de agua estancos que terminaron por saturar los suelos por infiltración (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016).

- En el Expediente N° 201600011470, tramitado por el OSINERGMIN, ha quedado acreditado que la causa que generó la contingencia ambiental del 25 de enero del 2016 proviene de factores ocasionados por acción humana, (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamiento) y causas de origen natural no previstas (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016), que provocaron el desplazamiento del sector del oleoducto ubicado en el Km 440+781, incrementando el esfuerzo longitudinal en magnitudes

[174] Escrito N° 068200 de fecha 12 de julio 2019.

superiores al límite elástico del material y produciendo la fractura circunferencial del oleoducto[175].

- Informe de peritaje del km 440 emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú-Consejo Departamental de Lima, que señala que las causas de los movimientos de masa provienen de fenómenos de origen natural como el principal evento identificado; ello producido por la geomorfología, que está conformada, entre otros[176]. El peritaje indentifica 2 tipos de peligros: peligros inducidos por acción humana y peligros generados por fenómenos de origen natural[177].

247. A continuación, corresponde evaluar si, en el presente caso, se ha presentado una situación que cumpla con las siguientes características:

- Extraordinario

248. El PAMA del ONP señaló que el km 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra en una zona de bosque muy húmedo tropical, por lo que, las lluvias es una situación constante en la zona.

249. Petroperú presentó el *Boletín Climático Nacional enero 2016*-SENAMHI a fin de acreditar un evento de precipitaciones extraordinarias en la zona de la emergencia; para tal efecto, el administrado indica que este se habría realizado en periodos breves y comprendía un superávit de precipitación entre 40% y 50%.

250. No obstante, de la revisión a dicho boletín se advierte que las precipitaciones en el mes de enero en la zona materia de análisis presentaron menores valores a lo habitual, conforme se aprecia en las Tablas 10 N° y N° 11 del citado documento:

- Mayores deficiencias de precipitación, en términos porcentuales (por debajo de su variabilidad normal) se presentaron: en Tabla 10. Deficiencias de precipitación en algunas localidades del país durante enero.
- Excesos de mayor magnitud, en términos porcentuales (por encima de su variabilidad normal) se presentaron en: Tabla 11. Excesos de precipitación en algunas localidades del país durante enero.

251. De la revisión del Mapa de Anomalías Mensuales de Precipitación enero 2016 del SENAMHI (Ver Anexo 2) no se reportan anomalías de lluvias en la zona, por tanto, no se han evidenciado lluvias extraordinarias en la zona.

- Imprevisible

---

175 Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN N° 2674-2017-OS/DSHL del 21 de diciembre 2017 e Informe Final de Instrucción N° DSHL-1973-2017.

176 Informe de peritaje del Km 440 emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú-Consejo Departamental de Lima

- Quebradas y zonas de lomadas constituidas por pastizales con ausencia de cobertura natural por efecto de intensa deforestación.
- Secuencia Litológica conformada por roca madre y luego por una zona mixta de fracción gruesa y fina y un subsuelo conformado por un material más fino que grueso y arriba de un horizonte de suelo conformado por material fino y materia orgánica o humus.
- La textura del suelo está conformada por limos y arcillas que se encuentran muy saturados por acción de intensas lluvias, además de presencia de fracturas y fallas por donde el agua se infiltró en el interior del suelo.
- Pendiente de la ladera con inclinación del 50%.

El administrado señaló que el peritaje identifica entre otros los siguientes peligros:
Peligros generados por fenómenos de origen natural. La zona afectada posee alta humedad en la mayor parte del año causado por el exceso de agua en el terreno y/o por efecto de la gravedad en función a la pendiente del terreno. También indica que la estabilidad estática no es fácil de predecir en el tiempo. El deslizamiento mayor dista 400 metros del oleoducto, siendo conformado por 3 sub-deslizamientos ocurridos por perdida de estabilidad del talud natural debido a la saturación de agua por las intensas lluvias, siendo este tipo de fenómenos difíciles de predecir.

177 Folio 895 y 896 del Expediente.

252. El PAMA del ONP señaló que el km 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra en una zona de bosque muy húmedo tropical, por lo que, las lluvias es una situación constante en la zona, y por ende una situación que era conocida por el administrado.

253. Considerando que no se han presentado lluvias anómalas, sino que eran lluvias que no salían del curso normal, el administrado podía prever la presencia de lluvias y a efectos que no se afecte la integridad del ducto, el administrado debió realizar inspecciones visuales y inspecciones geométricas que permitan conocer el estado del ducto en la zona, y realizar acciones que mitiguen futuros riesgos.

254. Debe tenerse en cuenta que conforme al Estudio de Riesgo del ONP del 2015 el km 440+781 del Tramo II del ONP era una zona propensa a deslizamientos:

TablaN° 18: Estudio de Riesgos de ONP – 2015

Tramo	Alta Probabilidad de deslizamiento: Intervalo de Progresivas [m]	Inicio	Fin	Nivel de riesgo promedio en el intervalo
II	[318000-329000]	318000	329000	116,009373
	[393000-408000]	393000	408000	143,152207
	[440000-464000]	440000	464000	110,500741
	[478000-500000]	478000	500000	145,781215
	[541000-585000]	541000	585000	561,725603
	[605000-648000]	605000	648000	804,215277

Fuente: Escrito ingresado con registro 054975 del 30 de mayo del 2019[178]

255. Por tanto, Petroperú no ha acreditado que una situación climática imprevisible, toda vez, que las lluvias que se presentaron fueron normales, situación que administrado debía estar en condiciones de afrontar, por tener pleno conocimiento de la misma.

- Irresistible

256. En este punto debemos señalar, que el numeral 5 del Capítulo IV. Caracterización del Ambiente del PAMA indica que de acuerdo al mapa de distribución climática del Instituto Geográfico Nacional (según la clasificación de W. Koppen), la ruta seguida por el oleoducto tiene un clima tropical húmedo, con temperatura medio superior a 18 °C y precipitación anual superior a 750 mm.

257. Dado que no hubo lluvias anómalas, sino que presentaron valores por debajo de lo habitual, el administrado debió realizar sus medidas de mantenimiento (inspección visual e inspecciones geométricas) consistentes con el clima de la zona. Debe reiterarse, que se conocía que el área donde se produjo el derrame presentaba altos probabilidades de deslizamiento en la zona.

258. Considerando que en el PAMA del ONP el administrado señaló que el km 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra en una zona de bosque muy húmedo tropical, las lluvias constituyen una situación propia de la zona. Y dado que del *Mapa de Anomalías Mensuales de Precipitación Enero 2016 del SENAMHI*, así como del *Boletín Climático Nacional enero* no se advierten precipitaciones anómalas, se concluye que Petroperú no ha acreditado una situación climática extraordinaria, toda vez que la presencia de lluvias abundantes es una condición regular en la zona de la emergencia ambiental,

[178] Folio 1427 a la 1429 del Expediente.

situación que administrado debía estar en condiciones de afrontar, por tener pleno conocimiento de la misma.

259. Por lo señalado en los párrafos precedentes, se concluye que las lluvias presentes al momento en que se produjo la falla del ducto en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP, no tiene las características de ser imprevisible, irresistible y extraordinario; por lo tanto, no se ha configurado la ruptura del nexo causal; quedando desestimado lo alegado por el administrado.

(ii) Hecho determinante de tercero: deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión, que deslizamiento súbito de talud circundante

260. Petroperú alegó la deforestación como una de las causas del deslizamiento súbito de talud circundante como una situación de fuerza mayor, no obstante, las actividades que describen corresponden a un hecho determinante de tercero pues son acciones inducidas por acción humana como señala el Informe de peritaje del km 440 emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú-Consejo Departamental de Lima que presenta Petroperú.

261. Dicha afirmación se basa en argumentos de Petroperú para la configuración de la ruptura de nexo causal son los siguientes:

- Se ha identificado mediante el análisis de imágenes satelitales (análisis multitemporal) el aumento de la actividad antrópica, evidenciado por la expansión de la frontera agrícola (tala, ganadería y cultivos).

- En la zona se cortaron los árboles para darle otro uso económico (actividades agrícolas) que viene expandiéndose, las personas para sembrar descomponen la raíz de los árboles y direccionaron las aguas a la zona a fin de que se estanque las aguas que afectó la capacidad de los suelos. La deforestación se mantuvo en el tiempo y modificaro la red hídrica.

- La evaluación este tipo de geoamenazas y su dificultad de no presentar períodos de retorno claros debido a que principalmente son ocasionados por múltiples factores condicionantes, lo cual, limita evaluar la susceptibilidad o calcular las condiciones bajo las cuales podría ocurrir el evento (MTC, 2018 "Normas Técnicas Para la Gestión de Emergencias Viales")

- Expediente N° 201600011470, tramitado por el OSINERGMIN, ha quedado acreditado que la causa que generó la contingencia ambiental del 25 de enero del 2016 proviene de factores ocasionados por acción humana, (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamiento) y causas de origen natural no previstas (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016), que provocaron el desplazamiento del sector del oleoducto ubicado en el Km 440+781, incrementando el esfuerzo longitudinal en magnitudes superiores al límite elástico del material y produciendo la fractura circunferencial del oleoducto[179].

- El reporte emitido por el Laboratorio Element ubicado en la ciudad de Houston – Texas - Estados Unidos de Norteamérica, remitido a OSINERGMIN por

[179] Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN N° 2674-2017-OS/DSHL del 21 de diciembre 2017 e Informe Final de Instrucción N° DSHL-1973-2017.

Petroperú mediante Carta N° SONP-JICO-677-2017 del 15 de diciembre del 2017[180].

- Informe N° P171-INF-082 emitido por la empresa supervisora Tecnología Total S.A.C., realiza la interpretación del resultado remitido por Petroperú, con la finalidad de identificar las causas de la falla.

- Informe de peritaje del km 440 emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú-Consejo Departamental de Lima, que señala que las causas de los movimientos de masa provienen de fenómenos de origen natural como el principal evento identificado; ello producido por la geomorfología, que está conformada, entre otros[181]. El peritaje indentifica 2 tipos de peligros: peligros inducidos por acción humana y peligros generados por fenómenos de origen natural.

- En el numeral 5.5 del Informe Final de Instrucción N° DSHL-1973-2017, OSINERGMIN concluyó que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado

- Petroperú alega que los pronunciamientos emitidos por el OSINERGMIN, DICAPI y Contraloría General de la República desvirtúan que la emergencia ambiental se deba a una falta de mantenimiento a cargo de Petroperú. Agrega, que el administrado ha realizado diversos gastos para las actividades indicadas en el Plan de Contingencias que ascienden a S/. 72 365315.86.

262. Petroperú presentó diversos documentos técnicos y pronunciamientos de instituciones públicas para acreditar la deforestación gradual, por tanto, corresponde evaluar si dicha situación era un evento extraordinario, imprevisible o irresistible:

- <u>Extraordinario</u>

263. En el PAMA del ONP se precisa que la Estación 6 (Km 417.8) presenta explotación forestal la cual se realiza en muchos casos sobre tierras protegidas, generalmente en zonas adyacentes a centros poblados donde el aprovechamiento del recurso se hace en forma selectiva, sin criterio técnico ni control adecuado. Por tanto, desde la elaboración del referido instrumento de gestión ambiental, Petroperú tenía conocimiento de la deforestación existente en zonas aledañas al punto del derrame.

264. Así como también, conocía de las actividades agrícolas de la zona, tales como chacras de plátanos o yucas, conforme se detalla en el numeral 4 del capítulo IV. Caracterización del Ambiente del PAMA del ONP señala que desde la Estación 5 (km 306.15). Aunado a ello, en el año 2009 realizó un levantamiento catastral completo donde se verificó que dicha condición se mantenía, señala también el aumento de la actividad antrópica (tala, ganadería y cultivos),

265. Finalmente, debemos señalar que los documentos presentados dejan constancia de la deforestación en la zona; sin embargo, ello no acredita que dicha condición sea una situación extraordinaria, por tanto, y dado que el administrado conocía de las

---

180 Folio 894 del Expediente. Literal a) del numeral 12 del escrito de fecha 49382 del 9 de mayo del 2019.

181 Informe de peritaje del Km 440 emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú-Consejo Departamental de Lima
- Quebradas y zonas de lomadas constituidas por pastizales con ausencia de cobertura natural por efecto de intensa deforestación.
- Secuencia Litológica conformada por roca madre y luego por una zona mixta de fracción gruesa y fina y un subsuelo conformado por un material más fino que grueso y arriba de un horizonte de suelo conformado por material fino y materia orgánica o humus.
- La textura del suelo está conformada por limos y arcillas que se encuentran muy saturados por acción de intensas lluvias, además de presencia de fracturas y fallas por donde el agua se infiltró en el interior del suelo.
- Pendiente de la ladera con inclinación del 50%.

condiciones existentes en la zona desde su operación, esta condición no califica como extraordinario.

- Imprevisible

266. Considerando que las actividades antrópicas eran de conocimiento del administrado desde la elaboración del PAMA del ONP. El administrado mediante las inspecciones visuales e inspecciones geométricas pudo advertir movimientos, deslizamiento u otras condiciones que podían generar un riesgo a la integridad del ducto, y de ser el caso adoptar las medidas idóneas, por tanto, dicha condición no califica como imprevisible.

- Irresistible

267. Dado que las actividades antrópicas eran de conocimiento del administrado desde la elaboración del PAMA, si bien el avance de la deforestación no se encuentra dentro del ámbito de acción del administrado, el administrado reconoce que la medida idónea para mitigar los efectos de la deforestación eran las inspecciones visuales. Sin embargo, en el presente caso, Petroperú no acreditó haber ejecutado inspecciones visuales en el DDV en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para los los años 2010, 2011, 2013, 2014 y 2015, y respecto del año 2012 Petroperú reconoce que no realizó la inspección y verificación física de DDV en dicho tramo.

268. Por lo señalado en los párrafos precedentes, se concluye que las actividades antrópicas (deforestación) presentes al momento en que se produjo la falla del ducto en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP del ONP, no tienen las características de ser imprevisible, irresistible y extraordinario; por lo tanto, no se ha configurado la ruptura del nexo causal; quedando desestimado lo alegado por el administrado.

Pronunciamiento del OSINERGMIN

269. Petroperú alega que OSINERGMIN[182] concluye y sustenta que la falla no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la pared interna de la pared del ducto, también descartan defectos en el material del oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. Para tal efecto se valió de lo siguiente:

- Resultados de la inspección del revestimiento del tramo, el monitoreo del sistema de protección catódica; y, (iii) los registros de las ILIs (2003, 2012 y 2015).
- El informe emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú que señala que los movimientos de masa provienen de fenómenos de origen natural, ello producido por la geomorfología que conforma el suelo circundante a la tubería.
- Factores que desencadenaron el evento específicamente el deslizamiento que sobretensionó la tubería, se tienen los siguientes hechos naturales:
  - ✓ La topografía relativamente accidentada de la zona,
  - ✓ Las depresiones sin drenaje y,
  - ✓ Las continuas e intensas precipitaciones pluviales que provocaron la acumulación de cuerpos de agua estancos que terminaron por saturar los suelos por infiltración.

182 Resolución 2674-2017-OS/DSHL del 21 de diciembre del 2016. Folio 223 al 225 del Expediente.

- Que el siniestro de dio por causas humanas (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamiento) y por causas no previstas de origen natural (intensidad inusual de lluvias por el Fenómeno del Niño del año 2016), que finalmente provocaron el deslizamiento en el KM 440+781 del Tramo II del ONP.

- Producto de estas afirmaciones OSINERGMIN procede a archivar el procedimiento administrativo sancionador.

<u>Informe Final de Instrucción emitido por Osinergmin</u>

"Las causas que generaron el derrame del 25 de enero del 2016 provienen de factores ocasionados por acción humana (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamento) y causas de origen natural no previstas (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016), que provocaron el desplazamiento del sector del oleoducto ubicado en el Km 440+781, incrementando el esfuerzo longitudinal en magnitudes superiores al límite elástico del material y produciendo la fractura circunferencial del oleoducto. En tal sentido, la información proporcionada por Petroperú y la evaluación del mismo, desvirtúa la imputación material del análisis; por lo que corresponde archivar el presunto incumplimiento N° 1 del presente procedimiento sancionador."

Fuente: Resolución 2674-2017-OS/DSHL del 21 de diciembre del 2016

270. Sobre el particular, la falla no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la pared interna de la pared del ducto sino de la exposición de la tubería al suelo húmedo (cinta *poliken* se había desprendido), sumado a una tensión, conocido como el fenómeno SCC. Y dado que las precipitaciones presentes al momento en que se produjo la falla del ducto en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP no fueron anómalas, la emergencia ambiental pudo haber sido prevenida mediante los mantenimientos preventivos y predictivos.

271. De la misma manera, la deforestación era una situación presente en la zona, y la ejecución de las acciones de mantenimiento predictivo y preventivo tales como las inspecciones visuales, las inspecciones geométricas establecidos en el PAMA del ONP, pudieron haber prevenido no que se agrietara sino el SCC.

<u>Sobre el Estudio de Riesgo del ONP del 2015</u>

272. Petroperú señaló[183] que desde junio del 2015 el OSINERGMIN ya no es competente para aprobar los estudios de riesgos, sin embargo, aún mantiene la competencia para realizar acciones de supervisión en relación a lo establecido en el Estudio de Riesgo. El Osinergmin ha manifestado expresamente la idoneidad del Estudio de Riesgos presentado por Petroperú al haber sido elaborado en concordancia con los requerimientos y contenidos exigidos en la normativa legal vigente.

273. Por tanto, no corresponde al OEFA evaluar el Estudio de Riesgos del 2015 presentado al OSINERGMIN. Finalmente, dentro de la estructura del PAMA, como podrá verificar que no se encuentra ningún elemento que tenga relación con el Estudio de Riesgo.

274. Sobre el particular, debemos señalar que el Estudio de Riesgo del ONP del 2015 fue una información proporcionada por el órgano competente, OSINERGMIN a solicitud de la Autoridad Instructora, en el marco de las actividades de instrucción e investigación.

[183] Folio 1669 al 1674 del Expediente.

a.1.2. Precedente de DFAI relacionado al *Stress Corrosion Cracking*

275. El administrado refiere que existe un caso similar o precedente en el que la DFSAI, mediante la Resolución Directoral N° 014-2018-OEFA-DFAI/SFEM, fundamento (21) recaído en el Exp. Nº 445-2017-OEFA/DFSA I/PAS (Anexo 1.S), resolvió declarar la no continuación en un PAS por la imputación referida a "no haber realizado las acciones de mantenimiento establecidas en el PAMA", toda vez que se habría demostrado que:

i) *Petroperú realizó la inspección interna con el paso del instrumento inteligente, conforme lo establecía el PAMA,*
ii) *No se detectó pérdida de metal en el punto donde ocurrió la emergencia ambiental, y*
iii) *La falla se debió a un proceso denominado como Stress Corrosion Cracking, y no por la ausencia de acciones de mantenimiento del Oleoducto, de acuerdo al PAMA.*

276. Por consiguiente, en virtud de lo anterior, Petroperú descarta que la falla se debió a: (i) falta de actividades de inspección, (ii) falta de planificación y/o priorización de atención de particu laridades detectadas, (iii) falta de ejecución de actividades de mantenimiento, (iv) falta de recubrimiento externo del tramo afectado del dueto, y (v) falta de protección catódica.

277. Sobre el particular, debemos señalar que las condiciones de cada caso son particulares, por lo que, no es posible extrapolar la consecuencia de dicho pronunciamiento al presente caso.

278. Además, se debe resaltar que dicho caso no fue por la ausencia de acciones de mantenimiento del ONP de acuerdo al PAMA, sino por el SCC. Situación que difiere del presente caso en el que se verifica que Petroperú no se acreditó el cumplimiento de las medidas de mantenimiento preventivo y predictivo establecidas en el PAMA del ONP, por tanto, queda desvirtuado lo señalado por el admisintrado.

a.1.3. Pronunciamiento de DICAPI y de la Contraloría General de la República

279. Con respecto a los pronunciamientos emitidos por el Dirección General de Capitanías y Guardacostas – DICAPI y la Contraloría General de la República – CGR que según el administrado desvirtúan que la emergencia ambiental se deba a una falta de mantenimiento a cargo de Petroperú, se debe señalar lo siguiente:

- Dirección General de Capitanías y Guardacostas – DICAPI[184]

280. Sobre que la causa se debió a un deslizamiento progresivo del terreno de la ladera donde se encuentra enterrada la tubería del Tramo II del ONP, debemos señalar que las condiciones que facilitaron la falla que se produjo en el km 440+781 del Tramo II del ONP, pudieron ser previstos por el administrado mediante la ejecución de las medidas de mantenimiento establecidas en el PAMA.

---

[184] *Resolución de Capitanla N° 007-2016-YU-S de fecha 08.06.2016*
"Que, obra en el expediente administrativo el Informe de peritaje de fecha 13 de mayo de 2016, emitido por el señor Jorge Filinich Espinosa (Perito Naval Consultor) mediante el cual se concluye lo siguiente:
1. Causas del derrame
*a) Que, el derrame se realizó en la progresiva del km. 440+781, del Oleoducto Norperuano, **y se produjo debido al deslizamiento progresivo del terreno de la ladera** donde se encuentra enterrada la tuberla del tramo JI del ONP, ocasionando que la presión del terreno deslizado doble la tubería produciéndose una macro-fisura vertical de 11 cm de largo por la que se derramó parte de petróleo crudo contenido en la tuberla".*
Asimismo, las causas contribuyentes a la ocurrencia del derrame, se produjeron por la deforestación de la loma adyacente y el agua de la lluvia que se filtró por el terreno, deslizándola."
Folio 226 al 235 del Expediente.

- Contraloría General de la República[185]

281. El pronunciamiento emitido por la Contraloría General de la República no discute sobre las causas del derrame ni mucho menos indica que se haya producido por un caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero, sino que la misma se encuentra relacionada al perjuicio económico causado al Estado, por tanto, no resulta relevante su análisis para la presente imputación.

282. Finalmente, Petroperú señala que los gastos relacionados a la emergencia ambiental ascienden a S/. 72 365315.86, lo cual corresponden a las actividades indicadas en el Plan de Contingencias, relacionados principalmente a las acciones de limpieza y remediación, por lo que, de ninguna manera desvirtúan las imputaciones materia de análisis, las cuales se encuentran relacionadas específicamente a los compromisos de mantenimiento establecidos en el PAMA del ONP.

a.1.4. Subsanación voluntaria antes del PAS

283. El administrado señala que realizó las acciones antes del inicio del PAS, tales como: (a) limpieza interna del ducto mediante raspatubos, (b) uso de inhibidores de corrosión, (c) uso de biocidas, (d) drenaje del agua contenida en el ducto. Para acreditar dichas actividades, el administrado adjunta el pase del raspatubo de limpieza antes y después del evento en el Kilómetro 440+781 Tamo II del ONP[186], y un (1) CD con los trabajos de mantenimiento que se detallan a continuación:[187]

- Limpieza interna de ducto mediante raspatubos, uso de inhibidores de corrosión, uso de biocidas, drenaje de agua contenida en el ducto - (Anexo 1.E).

  Sobre los documentos presentados referido a la limpieza de ducto mediante raspatubos, debemos señalar que las medidas de mantenimiento de transmisión de raspatubos con escobillas metálicas y de magneto; y de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas no están relacionadas con la causa de la falla del ducto en el Derrame en Imaza, por lo que, dichas medidas de mantenimientos fueron archivadas, por lo que, no corresponde emitir pronunciarse al respecto.

- Trabajos de mantenimiento el km 440+781 Tramo II del ONP – (Anexo 1.F)

  Los documentos presentados en el CD muestran las diversas acciones realizadas por el administrado con relación a la reparación, mantenimiento e inspección en el ducto en el km 440+781 del tramo II del ONP, con posterioridad a la emergencia ambiental, cuyo detalle se muestra a continuación:

Tabla N° 19: Trabajos de mantenimiento realizadas en el progresivo km 440+781 del Tramo II del ONP antes y después de los eventos

[185] *Resolución N° 001-2017-CG/INS*
Cabe señalar que, ante esta situación, mediante memorando N° 00171-2017-CG/INS de 3 de abril de 2017 (Folios 02688 a 02690), se requirió al Departamento de Auditoría de Desempeño y Medio Ambiente, precisar de manera objetiva e indubitable el perjuicio causado a la Entidad (al Estado), advirtiéndose del contenido de su respuesta a través de memorando N° 00075-2017-CG/DEMA (Folios 02691 a 02694) que no obra evidencia ni argumentación sobre el desarrollo del perjuicio (efecto), ni siquiera se señala en el Informe de Control como se afectaron los predios agrícolas, ganados y cultivos en la progresiva km 440+ 781, es decir, no se identificó el perjuicio como consecuencia de un presunto accionar por parte de los administrados, en consecuencia ***por los fundamentos expuestos no se encuentra delimitado ni acreditado el perjuicio al Estado".***
Considerando que el TSRA en diversas resoluciones, como la resolución N° 023-2014-CGITSRA de 16 de julio de 2014, señaló que: "(...) solo será pasible de sanción por responsabilidad administrativa funcional por infracciones graves o muy graves el funcionario y/o servidor público cuya actuación haya generado un perjuicio a los intereses del Estado. La trascendencia de atribuir una consecuencia perjudicial a los intereses del Estado a la conducta que se imputa como infracción administrativa funcional".
Folio 236 al 237 del Expediente.

[186] Folio 173 al 180 del expediente.

[187] Folio 476 del expediente.

N°	Acción	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Tipo de acción (Preventivo interno/externo)	Antes / posterior al derrame
1	Reporte de emergencia a km 440+781	Informe técnico	Inspección de Reforzamiento de ONP 36"	30.01.2016	Preventivo externo	Posterior al derrame
		Orden de trabajo a terceros N° 4100004246- Inspección y reparación ATAC	Descripción de servicio	04.03.2016	No aplica	
		Informe ATAC del 30.01.2016	Reporte de tintas penetrantes	29-01-2016	Preventivo externo	
		Reporte técnico ultrasonido B-SCAN	Inspección para descartar la presencia de disminución de espesor y/o presencia de desgaste por erosión o corrosión.	28.01.2016	Preventivo externo	
2	Informe preliminar falla KM 440+781	Informe preliminar de falla km 440+781	Determinar la causa que provoco la falla en el km 440+781	04.02.2016	No aplica	Posterior al derrame
3	Reporte final ATAC	Informe técnico	Inspección de reforzamiento de ONP 36" progresiva km 440 + 781 – Chiriaco.	29.02.2016	Preventivo externo	Posterior al derrame
		Reporte REP-014-UT-001	Inspección para descartar la presencia de disminución de espesor y/o presencia de desgaste por erosión o corrosión.	18.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014-PT-001	Reporte de tintes penetrantes aplicado a las juntas de soldadura en colocación de Camisa No 2 y Camisa No 3	16.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014-PT-002	Reporte de tintes penetrantes aplicado a las juntas de soldadura en colocación de Camisa No 4 y Camisa No 5	19.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014-PT-003	Reporte de tintes penetrantes aplicado a las juntas de soldadura en colocación de Camisa No 6 y Camisa No 7	20.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014-PT-004	Reporte de tintes penetrantes aplicado a las juntas de soldadura en colocación de Camisa No 8 y Camisa No 9	25.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014-PT-005	Reporte de tintes penetrantes aplicado a las juntas de soldadura en colocación de Camisa No 10	27.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014-PT-006	Reporte de tintes penetrantes aplicado a las juntas de soldadura en colocación de Camisa No 11 y Camisa No 12	28.02.2016	Preventivo externo	
		Reporte REP-014- UTME-001	Medición de espesores en sectores anexos donde se colocan camisas metálicas, por medio de ensayos no destructivos mediante la técnica de ultrasonido industrial (pulso-eco), en el Tramo Km 440 + 781	18.02.2016	Preventivo externo	
		Área de medición de espesores	Referido a la camisa N° 1	Sin fecha	No aplica	-
		REP 001 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426444/798608 al 9426438/798601	08.02.2016	Preventivo externo	Posterior al derrame
		REP 002 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426444/798608 al 9426448/798608	09.02.2016	Preventivo externo	
		REP 003 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426448/798612 al 9426453/798624	10.02.2016	Preventivo externo	
		REP 005 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426459/798633 al 9426469/798642	24.02.2016	Preventivo externo	
		REP 006 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las	24.02.2016	Preventivo externo	

			coordenadas 9426469/798642 al 9426475/798654			
		REP 007 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426475/798654 al 9426481/798663	24.02.2016	Preventivo externo	
		REP 008 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426438/798601 al 9426433/798592	24.02.2016	Preventivo externo	
		REP 009 Informe PHASED ARRAY	Reporte de inspección técnico mediante ultrasonido entre las coordenadas 9426438/798601 al 9426433/798592	24.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-001 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	09.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-002 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	10.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-003 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	11.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-004 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	13.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-005 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	15.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-006 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	17.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-007 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	17.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-008 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	24.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-009 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	24.02.2016	Preventivo externo	
		REP-014-MT-010 Reporte partículas magnéticas	Reporte de inspección por partículas magnéticas km 440+781.	24.02.2016	Preventivo externo	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT-TUBO 1	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781	Sin fecha	No aplica	No precisa
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 2-Est 6	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 2-Est 6	Sin fecha	No aplica	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 2-Est 7	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 2-Est 7	Sin fecha	No aplica	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 3-Est 6	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 3-Est 6	Sin fecha	No aplica	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 3-Est 7	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 3-Est 7	Sin fecha	No aplica	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 4-Est 6	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 4-Est 6	Sin fecha	No aplica	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 5-Est 6	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 5-Est 6	Sin fecha	No aplica	
		KM 440+781 - Inspección UT-MT- Tubo 6-Est 6	Grafico del área de inspección MT-UT km 440+781 Tubo 6-Est 6	Sin fecha	No aplica	
		Asimismo, se adjuntan en calidad de anexo los reportes de test ultrasonido, en total 35.		08.02.2016 09.02.2016 10.02.2016	No aplica	Posterior al derrame



4	Trabajos estabilización KM 440+781	Informe de mantenimiento del derecho de vía sector KM 440+781	El informe refiere a la actividad de excavación, conformación de terrazas para estabilizar la zona y en el mejoramiento del sistema de drenaje.	30.11.2016	Preventivo externo	Posterior al derrame
		Asimismo se adjunta los archivos ACAD-según construido KM440, ACAD-según construido Km440, KM 440+781 CURVAS DE NIVEL, KM 440+781 Planta Y Perfil Log., Secciones 1 - KM 440+625 A KM 440+650, Secciones 2 - KM 440+660 A KM 440+680, Secciones 3- KM 440+690 A KM 440+710, Secciones 4 - KM 440+ 720 A 440+ 7 40, Secciones 5- KM 440+750 A KM 440+770, Secciones 6 - KM 440+ 780 A KM 440+800, Secciones 7 - KM 440+81 O A KM 440+830 y Secciones 8 - KM 440+840 A KM 440+870, dicho documentos están referidos a documentos cartográficos y secciones de la zona de falla y al rededores.		-	No aplica	Posterior al derrame
5	Inspección cambio de tubería KM 440+781	Informe técnico cambio de tramo de tubería de 36" en el KM 440 + 781	Esta referido a los ensayos de Inspección visual, medición de espesores y ensayos de radiografía industrial al Km 440 + 781 Chiriaco	Del 03 al 08 de abril de 2017	Preventivo externo	Posterior al derrame
		Reporte de medición de espesores por ultrasonido	Reporte de medición de espesores por ultrasonido	03.04.2017	Preventivo externo	
		Medición de Espesores KM 440+ 781	Reporte de medición de espesores por ultrasonido	03.04.2017	Preventivo externo	
		008 INF PHASEO TOFO	Reporte de ultrasonido semiautomático -SAUT	26.05.2017	Preventivo externo	
		009 INF PHASEO TOFO	Reporte de ultrasonido semiautomático -SAUT	26.05.2017	Preventivo externo	
		010 INF PHASEO TOFO	Reporte de ultrasonido semiautomático -SAUT	26.05.2017	Preventivo externo	
		011 INF PHASEO TOFO	Reporte de ultrasonido semiautomático -SAUT	26.05.2017	Preventivo externo	
		Orden de trabajo a terceros 4100005593	Para el servicio de inspección de refuerzo de tubería e inspección de integridad de camisas y abolladuras en anomalías del tramo I y II del ONP y ORN.	16.02.2016	No aplica	
6	Dossier reemplazo segmento KM 440+781	Caratula Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	Caratula e Indice del servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781 mediante el sistema Hot Tap	25.04.2017	No aplica	Posterior al derrame
		Acta de entrega - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	Acta de entrega - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781 mediante el sistema Hot Tap	25.04.2017	No aplica	
		Procedimientos - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	Procedimientos - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	25.04.2017	No aplica	
		Plano Split Tee - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	Plano Split Tee - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	01.03.2017	No aplica	
		Certificado de materiales - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120,	Certificado de materiales - Servicio de extracción de muestras en el km 144+800, 192+120, 206+035 y 440+781	25.04.2017	No aplica	

		206+035 y 440+781				
7	Dossier de calidad de 5 sectores (KMS 440, 496,499 Y 546)	Orden de trabajos a terceros	Servicio de distensionado de tubería y estabilización de ladera en cinco (5) sectores del tramo II del ONP.	27.01.2017	No aplica	Posterior al derrame

Elaboración: DFAI.

284. Por tanto, dichas acciones de mantenimiento al haberse realizado con posterioridad al derrame serán evaluadas en el el acápite correspondiente a las medidas correctivas.

Sobre la inspección visual realizada por OEFA el km 440+781 del Tramo II del ONP

285. Petroperú señala que no todo derrame es producido por un efecto corrosivo y la sola inspección visual (fotografías n° 2 y 3) no permite llegar a dicha conclusión, por los siguientes argumentos:

- La inspección visual se realizó a tres (3) metros del punto de la falla, por lo que, no se puede concluir que el supervisor "constató" que la falla fue generada debido a un proceso corrosivo (adjunta fotografía):

Tabla N° 20 Fotogrfía presentada po Petroperú



Fuente: Escrito de descargos presentado el 15 de julio del 2019 por Petroperú.

- El acta de supervisión directa no señala que la causa de la fisura en la tubería sea por efecto de un proceso corrosivo, igualmente no se presentan sustentos o medios probatorios.

- Los supervisores que atendieron la emergencia ambiental en el km 440+781 Tamo II del ONP no estaban calificados para poder concluir *a priori* que la causa del evento era corrosión externa, sino que requerían la opinión de un perito. Asimismo, de la declaración del ingeniero del OEFA, se advertía que no realizó ninguna prueba metalúrgica y técnica para determinar la corrosión.

- El pronunciamiento del TFA[188] señala que, para verificar la impermeabilización de un suelo, no basta la fotografía, sino que debe complementarse con la

[188] Pronunciamiento emitido por el TFA recaída en la Resolución N° 148-2018-OEFA/TFA-SMEPIM, de fecha 28 de mayo de 2018, derivado del Expediente N° 827-2017-OEF-DFSAI-PAS en los numerales 36 al 39. (Anexo 1.B), Folio 148 al 156 del Expediente.

ejecución de una calicata. En el mismo sentido, para el presente caso se necesitaba complementar con una evaluación técnica, que no se adjunta a los informes de DS, la carga de prueba recae en la administración.

- Por tanto, Petroperú concluye que el OEFA vulnera principios del debido procedimiento, legalidad, verdad material, por lo tanto, debe ser archivado.

286. Respecto a que la inspección visual se realizó a tres (3) o quince (15) metros del punto de la falladebe señalarse enfáticamente que esto no es cierto, toda vez que el supervisor si verificó el punto de la falla constatando las condiciones de la tubería en dicho tramo, como se muestra a continuación:



Tabla N° 21 Fotografía del punto donde se ubicaba la falla



Fuente: Informe de Supervisión Imaza 1.

287. La fotografía presentada por el administrado es una de las que el supervisor recabó para constatar los hechos de la emergencia ambiental, lo cual muestra que las acciones de verificación realizadas por la Dirección de Supervisión abarcaron no solo el punto de la falla sino todas las áreas adyacentes al ducto, asi como las áreas afectadas por el derrame en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

288. De otro lado, los documentos que sustentan la presente imputación no solo se basan en el Acta de Supervisión, sino también en demás elementos de juicio como los que se desprenden del contenido íntegro de los Informes Preliminares de Supervisión Directa y en los Informes de Supervisión Imaza 1 y 2, respecto de los cuales se efectuó una valoración conjunta que permite concluir que la causa de la emergencia ambiental no fue la corrosión sino el SCC, cuyas causas que la desencadenaron pudieron ser advertidas por el administrado mediante la ejecución de las acciones de mantenimiento predictivo y preventivo establecido en el PAMA del ONP.

289. Con relación al pronunciamiento del TFA[189], dado que la falla se debió al SCC asistida por la omisión de las medidas de mantenimiento en el km 440+781 del Tramo II del ONP, los hechos constatado por el supervisor permitieron concluir que el administrado no cumplió con su compromiso, debemos agregar, no siendo necesario una evaluación complementaria.

[189] Pronunciamiento emitido por el TFA recaída en la Resolución N° 148-2018-OEFA/TFA-SMEPIM, de fecha 28 de mayo de 2018, derivado del Expediente N° 827-2017-OEF-DFSAI-PAS en los numerales 36 al 39. (Anexo 1.B).

290. Finalmente, debemos señalar que los administrados son responsables objetivamente por el incumplimiento de las obligaciones derivadas de los instrumentos de gestión ambiental, y conforme se ha verificado a lo largo del presente desarrollo, se cuenta con medios probatorios que acreditan la responsabilidad a Petroperú por el incumplimiento de sus compromisos ambientales, sin que el administrado haya logrado acreditar la ruptura de nexo causal.

291. Por tanto, debemos señalar que, a lo largo del presente PAS, se ha respetado el debido procedimiento, pues el administrado ha tenido la oportunidad de ejercer su derecho de defensa presentar sus alegatos y medios probatorios respecto de la presente imputación, de la misma manera se ha respetado los principios de legalidad y verdad material, por lo tanto, queda desvirtuado lo señalado por el administrado en este extremo.

292. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las medidas de mantenimiento referidas a: (i) inspecciones geométricas, (ii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica y de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana.

293. De otro lado, por lo expuesto en los párrafos precedentes corresponde declarar el archivo del presente PAS respecto de las medidas de mantenimiento referidas a: (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, y, (ii) Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

294. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 9 de la RSD de variación.

B. Imputaciones N° 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 10 de la RSD de variación: Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del ORN, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana

295. El 4 de febrero del 2016, a través del correo electrónico reportesemergencia@oefa.gob.pe, Petroperú remitió al OEFA el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales informando del Derrame de Morona[190].

296. Durante las Supervisiones Especiales efectuadas en el marco del derrame de Morona, la Dirección de Supervisión advirtió que dicha emergencia se habría producido por la rotura del ducto que comprendía la apertura de cincuenta y seis centímetros de longitud por un centímetro de ancho aproximadamente[191].

---

[190] Página 46 y 51 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del Expediente.

[191] Al respecto, en el Acta de Supervisión, se señaló lo siguiente:

*"**Hallazgo N° 01:***
Se verificó que el derrame de petróleo crudo se produjo a través de una apertura de 56 centímetros de longitud por 1.0 cm de ancho aproximadamente en posición 12 horas, en la tubería de 24" de diámetro, ubicado en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP; la falla en la tubería (apertura de 56 centímetros de longitud por 1.0 cm de ancho) se habría producido por efectos de corrosión externa (...)."

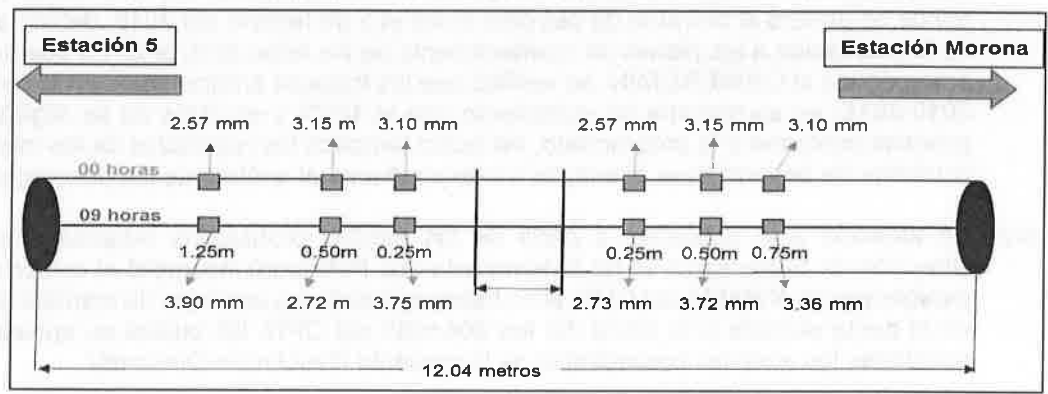
Página 333 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del Expediente.

Por su parte, el Informe de Supervisión Morona 1 indicó lo siguiente:

*"**Hallazgo N° 01:***

297. De la Imagen N° 5 del Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA/DS-HID y la Imagen N° 2 del Informe Preliminar N° 571-2016-OEFA/DS-HID (Anexo 3 de la presente Resolución), se puede apreciar la rajadura del ducto y el desgaste externo producido, respectivamente. Esta situación se sustenta con la información contenida en el Informe de Inspección "Medición de Espesores para el proyecto Reparación de tubería de 16" Km 206 del Ramal Norte"[192], elaborado por la empresa ATAC S.A.C. del 10 de febrero del 2016, de donde se verifica que la pared del ducto donde se produjo la falla (Km 206+035 del ORN) presentaba desgaste de espesor conforme el siguiente detalle:

Gráfico N° 1: Medición del espesor de la pared del ducto de 16" ubicado en el Km 206+035 del ONP



Elaboración: DFAI
Fuente: Informe de inspección "Medición de Espesores" elaborado por la empresa ATAC S.A.C. para Petroperú

298. Al respecto, se observa que, de acuerdo con los resultados presentados en el referido informe, el ducto se encontraba desgastado en valores mayores a 60% de pérdida de espesor, representando un riesgo de falla por falta de mantenimiento; ya que, al no encontrarse con las condiciones de diseño, la tubería se hace más susceptible a fallar (rotura) por efecto de la presión interna de bombeo.

299. Asimismo, el "*Informe de Falla del Segmento de Tubería de Progresiva Km 206+035 ø16" ORN*"[193], presentado por el administrado y elaborado por la empresa SNC –

(...)
21. Sin embargo, ha quedado demostrado que la empresa Petroperú no habría cumplido con el compromiso y obligación de ejecutar el mantenimiento preventivo/predictivo al Ramal Norte del Oleoducto Norperuano de acuerdo a lo establecido en su PAMA, ni con implementar sistemas de protección (Protección Catódica) y recubrimiento con pintura epóxica; más aun considerando que las características del área donde se encuentra ubicado el Oleoducto es una zona considerada muy húmeda e inundable, ubicada en la cuenca del río Morona dentro de la Llanura Amazónica, condición que habría acelerada el proceso corrosivo del Oleoducto".

Página 70 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del Expediente.

192 Contenido en el disco compacto que obra en el folio 475.
193 Página 14 de 32 del documento "Informe de Falla del Segmento de Tubería de Progresiva Km 206+035 ø16" ORN", que obra en el folio 424 (reverso) del Expediente.

"Tabla N° 2 Medición de Espesores Alrededor de la Circunferencia de la Tubería

Lectura	***Espesor de pared de tubería Pulgadas (mm)***		
	Aguas arriba	***Punto medio***	***Aguas abajo***
En el sitio de la fuga	***0.034 (0.86)***	***0.031 (0.79)***	*0.045 (1.43)*
45 grados del sitio de la fuga	*0.223 (5.66)*	*0.210(5.33)*	*0.256 (6.50)*
90 grados del sitio de la fuga	*0.254 (6.45)*	*0.257 (6.53)*	*0.262 (6.65)*
135 grados del sitio de la fuga	*0.256 (6.50)*	*0.259 (6.58)*	*0.255 (6.48)*
180 grados del sitio de la fuga	*0.252 (6.40)*	*0.258 (6.55)*	*0.258 (6.55)*
225 grados del sitio de la fuga	*0.253 (6.43)*	*0.256 (6.50)*	*0.254 (6.45)*
270 grados del sitio de la fuga	*0.253 (6.43)*	*0.259 (6.48)*	*0.256 (6.50)*
Costura longitudinal	---	---	---
315 grados del sitio de la fuga	*0.254 (6.45)*	*0257 (6.53)*	*0.258 (6.55)*
En la ruptura	*0.067(1.7)*	***0.034 (0.86)***	*0.214 (5.43)*

***Fuente:** Informe de Análisis de Falla en el Km 206+035 EHO005404P, diciembre de 2017"*

Lavalin, indicó que el espesor de la pared de la tubería en el lugar de la falla tuvo una pérdida extrema de metal por efecto del desgaste. Fueron tres (3) ubicaciones con un espesor menor a un milímetro, lo cual equivale a una pérdida del espesor de la pared de la tubería de hasta 87%.

300. Cabe indicar que la Norma Técnica Internacional ASME 31.4[194], la cual es aplicable al trasporte de hidrocarburos líquidos por ductos conforme al Artículo 7° del Anexo I del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, señala que aquellas áreas con pérdida de espesor de la pared interna o externa de la tubería mayor a 80% deben ser retiradas o reparadas.

301. Finalmente, de acuerdo con la documentación obrante en el expediente, la autoridad instructora advirtió que Petroperú no realizó el mantenimiento del ONP en el punto donde se generó el derrame de petróleo crudo el 2 de febrero del 2016, debido a que de la evaluación a los planes de mantenimiento de los años 2010 al 2015, que fueron presentados al OSINERGMIN, se verificó que los trabajos programados en el periodo 2010-2015, en su mayoría no cumplieron con el 100% y en otros no se registraron avances conforme a lo programado, así como tampoco los resultados de los mismos, conforme se desarrolla en el acápite correspondiente al análisis de los descargos.

302. En atención a lo expuesto, a partir de los medios probatorios recabados por la Dirección de Supervisión se ha determinado que Petroperú incumplió el compromiso establecido en el PAMA del ONP, al no haber realizado las acciones de mantenimiento en el ducto ubicado a la altura del km 206+035 del ORN, las cuales se encuentran detalladas los acápites precedentes de la presente Resolución Directoral.

a. Análisis de descargos

a.1. Sobre los trabajos de inspección y mantenimiento alegados por el administrado

303. Petroperú indicó que durante el año 2015 efectuó trabajos de inspección y mantenimiento en el tramo bajo discusión, los cuales se detallan a continuación:

(i) Servicio de supervisión y verificación del mantenimiento de válvulas del ORN y Tramo I.
(ii) Servicio de apoyo en la determinación de los Centros Poblados para la ejecución del roce y limpieza del Tramo I y ORN.
(iii) Servicio de repotenciación de la protección catódica de cruces de ríos en Ramal Norte.
(iv) Levantamiento Topobatimétrico de los cruces de ríos Sector Oriente Tramo I, ONP y ORN.
(v) Servicio de roce y limpieza de vegetación del DDV desde el Km 125+650 al Km 166+293 del Tramo ORN.
(vi) Servicio de Mantenimiento Correctivo del Recubrimiento de 06 Progresivas del ORN (resultados con CIPS - DCVG: 1. KM 69+252, 2. KM 70+538, 3. KM 70+481, 4. KM 72+985, 5. KM 72+926 y 6. KM 73+814, KM 75+043 y KM 74+089)
(vii) Intervención de 16 sectores de tubería para reforzamiento, según el siguiente cuadro:

---

194 **Norma Técnica Internacional ASME B31.4 – 2012 – Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.**
"451.6.2 Limits and Disposition of Imperfections and Anomalies
(...)
451.6.2.2 Corrosion
(a) External or Internal Corrosion.
Areas of external or internal metal loss with a maximum depth greater than80% of the wall thickness shall be removed or repaired."

Tabla N° 22 Intervención de 16 sectores de tubería para reforzamiento, según el siguiente cuadro

Ítem	Distancia Abs., m.	Tipo de Particularidad	Comentarios	Instalación de Camisas
1	44,307.70	Pérdida de metal	Reparada en octubre 2016	01 camisa de 0.5 m
2	66,124.42	Pérdida de metal	Reparada en octubre 2016	01 camisa de 1 m
3	94,941.51	Pérdida de metal	Reparada en octubre 2016	01 camisa de 0.5 m
4	98,642.10	Pérdida de metal	Reparada en octubre 2016	01 camisa de 0.5 m
5	185 + 466	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada y Reparada en octubre 2016	camisa existente
6	190 + 150	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada en octubre 2016	camisa existente
7	192 + 431	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada y Reparada en octubre 2016	camisa existente
8	193 + 590	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada en noviembre 2016	camisa existente
9	194 + 850	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada y Reparada en octubre 2016	camisa existente
10	196 + 250	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada en noviembre 2016	camisa existente
11	196 + 265	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada en noviembre 2016	camisa existente
12	196 + 366	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada y Reparada en noviembre 2016	camisa existente
13	196 + 400	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada y Reparada en noviembre 2016	camisa existente
14	196 + 440	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada en noviembre 2016	camisa existente
15	219 + 660	Inspección de Camisa Existente	Inspeccionada y Reparada en noviembre 2016	camisa existente
16	202 +755	Pérdida de metal	Reparada en noviembre 2016	01 camisa de 1.5 m

Fuente: Escrito de descargos presentado por Petroperú el 15 de agosto del 2018

304. Con relación a los trabajos señalados, Petroperú no ha presentado medios probatorios que sustenten la ejecución de los mismos. Asimismo, en cuanto a la intervención de 16 sectores de tubería para reforzamiento; cabe precisar que, si bien el administrado remitió un listado de intervenciones en 16 sectores de la tubería, estos no comprenden la progresiva del kilómetro 206+035 ORN, ni adjunta los documentos que sustenten su ejecución.

305. Asimismo, se debe agregar que los trabajos señalados en los literales (i), (iv) y (vii), se refieren a medidas de inspección y mantenimiento no imputadas en el presente PAS; por lo tanto, tampoco desvirtúan la infracción materia de análisis.

306. Por otro lado, el administrado indicó que ha revisado las inspecciones históricas de monitoreo de potenciales de protección catódica (años 2011 a 2016), medición de resistividad del suelo e inspecciones visuales al derecho de vía del ORN (años 2009 a 2015) y concluyó que ha cumplido a cabalidad con dichas actividades de mantenimiento, precisando lo siguiente:

(i) <u>Respecto de los monitoreos de los potenciales de protección catódica</u>

307. Petroperú alegó que el monitoreo de los potenciales de protección catódica corresponde a la medición de potenciales poste a poste; es decir, que la medición se efectuó en las estaciones de prueba ubicadas a cada kilómetro del ORN. En ese sentido, la progresiva del Km 206+035 del ORN corresponde a la lectura de la estación de prueba del Km 206.

308. De la evaluación a los documentos remitidos por Petroperú, se tiene que, en su escrito de descargos al inicio, el administrado remitió el documento: "*ADJUNTO 2 – Caso Km 206+035 – 1. Registro de inspección de sistema de protección catódica*" (Anexo 1.P de los descargos al inicio)[195]; que contiene un cuadro con mediciones de potenciales

[195] Folio 357 (reverso) del Expediente.

de protección catódica efectuados en el ORN[196]; sin embargo, no contiene la fecha de ejecución del monitoreo, información que resulta necesaria a fin de determinar si el administrado los efectuó oportunamente, es decir, de forma previa a la ocurrencia del derrame de Morona. En tal sentido, no acreditó el cumplimiento del monitoreo de los potenciales de protección catódica en la progresiva del km 206+035 del ORN, conforme lo establecido en el PAMA del ONP.

309. Asimismo, cabe señalar que dicho documento indica que el "Servicio de Monitoreo de la Protección Catódica del ORN" se contrató mediante el proceso CME-050-2016-OLE/PETROPERU; no obstante, de la búsqueda del referido contrato en la página web del SEACE[197], se aprecia que la fecha de ejecución del mismo es el 1 de setiembre del 2016. Por tanto, se advierte que dicho monitoreo del sistema de protección catódica fue efectuado en fecha posterior al derrame de Morona (2 de febrero del 2016); por lo cual, no acredita el cumplimiento de las medidas de mantenimiento contenidas en el PAMA de ONP[198].

310. Por otro lado, Petroperú indicó que adjunta los monitoreos de protección catódica del Km 206+035 del ORN (Anexo 1.P de los descargos al inicio) para acreditar que actualmente se encuentra soportado sobre marcos "H", por lo cual señaló que la protección catódica no es aplicable en dicho sector.

311. Al respecto, cabe indicar que, si bien actualmente la progresiva del Km 206+035 del ORN se encuentra soportada sobre marcos "H"; al momento de producirse el derrame en Morona, dicha progresiva del oleoducto se encontraba colocada directamente sobre el suelo[199]; por lo cual el administrado debía efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica, según lo indicado en su instrumento de gestión ambiental.

312. Mediante escrito presentado el 16 de febrero del 2018 Petroperú presentó el Documento denominado *"Informe Técnico del Mantenimiento y Reparación del Sistema de Protección Catódica del ORN. Enero 2012. H. Urbina M."*, el cual contiene el registro de medición de los potenciales de protección catódica efectuada en los meses de enero y febrero de 2012 en el ORN, con valores tomados en las estaciones de prueba del sistema de protección catódica del ORN.

313. Al respecto, cabe indicar que, de acuerdo al compromiso asumido por el administrado en el PAMA del ONP, la medición de los potenciales de protección catódica debe efectuarse con una frecuencia anual[200]; en tal sentido, el monitoreo presentado por el administrado no acredita el cumplimiento del compromiso a efectos de prevenir el derrame de Morona producido en el año 2016 por cuanto el administrado no efectuó los monitoreos correspondientes a los años 2013, 2014 y 2015, los cuales hubieran permitido que se detecte el deterioro del revestimiento para que el administrado efectúe los ajustes correspondientes en el ducto.

314. Es preciso reiterar que siendo que las condiciones que afectan a la protección catódica están sujetas a cambios, resulta necesario que los monitoreos de los potenciales sean

---

196 Folio 355 (reverso) del Expediente

197 www.seace.gob.pe

198 Ver orden de trabajo a terceros N° 4100004892. Anexo 4 del presente Resolución Directoral.

199 **Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP, emitido por la empresa MCC Technology con fecha 22 d febrero de 2016. (Folio 476 del expediente)**
"En la zona circundante al curso de agua la tubería está sobre un terrenos seco (no enterrada) , apoyada en el suelo y en general se observa que está en buen estado."

200 Carta N° GOLE-139-2003, Petroperú comunicó a la autoridad certificadora la relación de actividades que desarrollará para preservar la integridad de las tuberías del ONP y su frecuencia de ejecución, en el marco de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP:

periódicos a efectos de detectar tales cambios y efectuar los ajustes que correspondan.

315. De las consideraciones expuestas, se concluye que los medios probatorios analizados no acreditan que Petroperú cumplió con el compromiso establecido en su instrumento de gestión ambiental, referido a la ejecución de monitoreos de potenciales de protección catódica en el KM 206+035 del ORN.

(ii) Respecto a la medición de resistividad de suelo

316. El administrado señaló que la medición de la resistividad del suelo se efectúa en la etapa de diseño del ducto (es decir, en los años 70), en donde se mide la resistividad del suelo circundante al trazo del DDV; y que, los valores de resistividad en el suelo se toman en sitios específicos en donde se quiere valorar su agresividad y apreciar la variación de las propiedades eléctricas del suelo según las condiciones climáticas. Si éstas son invariables, no amerita medir resistividades del suelo en sitios donde éstas permanezcan constantes.

317. Sobre particular, Petroperú precisó que el tramo de tubería comprendido entre las progresivas km 193+750 y Km 221+325 del ORN corresponde a una zona de aguajales próximo al Río Mayuriaga; y que, la resistividad promedio del electrolito circundante es de 39584 Ohm x cm el cual - según la clasificación establecida por el autor *Peabody* - corresponde a un suelo con un grado de corrosividad despreciable. Por tanto, el mecanismo de desgaste de la tubería debido a las partículas abrasivas predomina sobre el desgaste por corrosión o electroquímico que causa el contacto con el agua de la quebrada.

318. Al respecto, cabe indicar que, la finalidad de la medición de la resistividad del suelo consiste en evaluar la variación de las propiedades eléctricas del terreno según las condiciones del suelo por donde pasa el oleoducto, ello a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para el ducto en función al grado de corrosividad de suelo sobre el cual está ubicado.

319. Petroperú ha presentado un "*valor promedio*" de la resistividad del suelo e indicó que tal valor corresponde a un tramo de más de 27 Km del ORN; sin embargo, se advierte que no indicó la fuente de información del valor de resistividad mostrado, ni ha acreditado que el suelo tenga condiciones uniformes a lo largo del tramo de 27 Km del ORN; por el contrario, se debe precisar que el suelo de la progresiva del km 206+035 del ORN tiene como particularidad que es el lecho de una corriente de agua que atraviesa el DDV.

320. Por tanto, se concluye que el "valor promedio" presentado por Petroperú no es representativo del Km 206+035 del ORN y; por lo tanto, queda desestimado lo alegado por Petroperú.

(iii) Respecto a las inspecciones del DDV

321. El administrado señaló que las inspecciones del DDV tienen por finalidad reportar eventos anómalos tales como lavaduras (contacto de una corriente de agua con el ducto) en cruce con quebradas, erosión, asentamiento y deslizamiento del DDV, erosión en cruces aéreos, tubería expuesta, derrumbe sobre el DDV, falta de aislamientos en soportería, daños en el recubrimiento en tramos aéreos de tubería e interfaces aero-enterradas, asentamientos humanos próximos al DDV, entre otros; ello implica que se debe hacer el recorrido completo al derecho de vía y reportar eventos críticos detallando la progresiva en la cual se encuentran; no obstante, las progresivas que no presenten condiciones críticas no se reportan en una inspección del DDV.

322. Sobre el particular, cabe indicar que, independientemente que estuviéramos en el supuesto de que no existieran condiciones críticas que deban ser reportadas, el administrado no ha remitido medio probatorio alguno que acredite la ejecución de inspecciones del DDV en el punto de la falla, es decir, en la progresiva del Km 206+035 del ORN.

323. Finalmente, con relación a la ejecución de la obligación referida a realizar inspecciones visuales sobre el DDV, el administrado indicó que está atendiendo las actividades de gestión de integridad y mantenimiento desde el punto de vista de atención y gestión de riesgo (RBI-Risk Based Inspection API 580). Asimismo, manifestó que la autoridad a quién corresponde evaluar si estas inspecciones han sido desarrolladas de manera completa, con la frecuencia adecuada y en los sitios indicados es el OSINERGMIN, el cual en la Resolución Nº 2674-2017-OS/DSHL expresa que no hay incumplimientos en cuanto a las inspecciones a realizar para garantizar la integridad estructural del ONP.

324. La obligación de ejecutar las inspecciones visuales sobre el DDV del ONP es una obligación ambiental fiscalizable contemplada en el PAMA del ONP y forma parte de un "*Sistema Preventivo Integral*" para la detección de fugas desde las tuberías, orientada a eliminar la ocurrencia de fugas de petróleo; y se sustenta en la ejecución de actividades de inspección y monitoreo en el ONP para lo cual el administrado indicó a la autoridad certificadora que dispondría de un equipo técnico que recorre a pie la totalidad del DDV (1108 Km) evaluando problemas potenciales o incipientes, los cuales serían corregidos oportunamente[201].

325. En tal sentido, la adopción de Inspecciones Basada en Riesgo para la priorización y planificación de las inspecciones, no enerva el cumplimiento de la obligación asumida por el administrado en su instrumento de gestión ambiental. Asimismo, si bien al OSINERGMIN le corresponde velar por las normas en materia de seguridad, conforme a lo desarrollado en el acápite correspondiente al análisis de la competencia del OEFA para fiscalizar las obligaciones contenidas en el PAMA del ONP, se reitera que este organismo posee potestad supervisora y fiscalizadora de las obligaciones ambientales contenidas en los instrumentos de gestión ambiental de los administrados que realizan actividades del sector hidrocarburos, como es el caso de Petroperú.

326. Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que, si bien la citada Resolución Nº 2674-2017-OS/DSHL archiva el procedimiento administrativo sancionador tramitado en el OSINERGMIN contra Petroperú debido a que no se acreditó el incumplimiento de las obligaciones en materia de seguridad (competencia de OSINERGMIN); dicha resolución no concluye que el administrado haya efectuado inspecciones del DDV, conforme se comprometió en su instrumento de gestión ambiental (competencia del

---

201 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 " del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos" del ONP – Ramal Norte, aprobado mediante Resolución Directoral Nº 215-2003-EM-DGAA

"*Observación N° 3:*
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
PETROPERÚ – Operaciones Oleoducto ha tomado las previsiones del caso para tratar de eliminar totalmente la ocurrencia de fugas de petróleo crudo para lo cual ha implementado una política empresarial denominada "Cero Roturas y fugas de petróleo" la cual se sustenta en:
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(...)
Inspección especializada del derecho de vía para la prevención de roturas por inestabilidad geotécnica, empuje hidráulico de quebradas o ríos y roturas por peso propio de la tubería.- Operaciones Oleoducto tiene un contrato anual de Inspección del Derecho de Vía, en el cual un equipo técnico recorre a pie la totalidad del derecho de vía (1108 Km), evaluando problemas potenciales o incipientes, los mismos que son corregidos oportunamente."

OEFA). Por lo tanto, queda desestimado lo alegado por el administrado en este etremo.

(iv) <u>Respecto de los medios probatorios remitidos mediante escrito del 7 de abril del 2016</u>

327. Mediante escrito presentado el 7 de abril de 2016, el administrado adjuntó los avances de los planes de mantenimiento predictivos y preventivos realizados desde el año 2011 al año 2015 que fueron presentados a OSINERGMIN. A continuación, se analizan los citados documentos, respecto de las acciones de mantenimiento contempladas en el PAMA del ONP.

Tabla N° 23: Avances de los planes de mantenimiento predictivos y preventivos realizados desde el año 2011 al año 2015[202]

Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos	
Documento	**Análisis**
Anexo 1 de la Carta N° OPE4-223-2016, remitida el 25 de febrero de 2016. Registros del Km 205+900 al kilómetro 206+100 del Ramal Norte del ONP (Datos ILI BJ Inspection Services Geométrico – Inercial) (Datos ILI Rosen (MFL-Calibrador de Espesores)[203]	El documento es un registro de la inspección mediante raspatubo electromagnético MFI – Calibrador de Espesores en el tramo Km 205+900 al kilómetro 206+100 del ORN. El documento carece de fecha cierta, se refiere a un tramo distinto al que es materia de análisis y como tal no acredita la ejecución de la inspección en el punto de falla (Km 206+035).
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN[204]: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011, **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012, **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 el 5 de marzo del 2013, **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014, **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015, **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 el 28 de marzo del 2016.	De la revisión del Avance del Plan de Mantenimiento del año 2010, se advierte que no el administrado no programó ni realizó la actividad de inspección de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos o inteligentes en el Kilómetro 206+035 del ORN, por lo que se concluye que durante el año 2010 no realizó este tipo de mantenimiento. De la revisión de los Avances de los Planes de Mantenimiento de los años 2011, 2012, 2013 y 2014 se advierte que, si bien Petroperú programó realizar el mantenimiento durante dichos años, no se indicó ni adjuntó medio probatorio de la ejecución de inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, por lo que se concluye que, durante el año 2011, 2012, 2013 y 2014 no realizó este tipo de mantenimiento en el ORN. De la revisión del avance del Plan de Mantenimiento del año 2015, se advierte que el administrado programó entre otras, la inspección por pérdida de espesor del tramo I, tramo II y ORN; no obstante, no adjuntó medio probatorio que haga referencia o acredite la ejecución de inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos programada en el Kilómetro 206+035 del ORN. Conforme a lo previamente expuesto se concluye que durante el año 2015 Petroperú no realizó este tipo de mantenimiento en el Ramal Norte del ONP. Sobre lo señalado precedentemente, se debe precisar que los registros de inspecciones ejecutadas remitidos por el administrado, se refieren a inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos en el Tramo I y II del ONP mas no en el ORN.
Inspección Geométrica	
Documento	**Análisis**

[202] Páginas del 107 al 272 del archivo digital del "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el CD que obra en el folio 816 del expediente.

[203] Páginas 111 y 112 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID.pdf", que obra en el folio 816 del expediente.

[204] Documento digitalizado denominado Anexo 3 del escrito s/n de fecha 07 de abril de 2016, remitido por el administrado con Registro de Hoja de Trámite N° 2016-E011-027236.

Anexo 1 de la Carta N° OPE4-223-2016, remitida el 25 de febrero de 2016. Registros del Km 205+900 al kilómetro 206+100 del Ramal Norte del ONP (Datos ILI BJ Inspection Services Geométrico – Inercial) (Datos ILI Rosen (MFL-Calibrador de Espesores)	El documento es un registro de la inspección realizada mediante raspatubo geométrico – Inercial en el tramo Km 205+900 al kilómetro 206+100 del Ramal Norte del ONP. El documento no acredita la ejecución de la inspección geométrica en el punto de falla (Km 206+035), ni tiene fecha cierta.
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011, **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012, **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 el 5 de marzo del 2013, **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014, **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015, **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 el 28 de marzo del 2016.	De la revisión de los Avances del Plan de Mantenimiento de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 no se indicó ni presentó medios probatorios que acrediten la ejecución de inspecciones geométricas, en el Km 206+035 del ORN. Por tanto, se concluye que Petroperú no ha cumplido con realizar la inspección geométrica de manera tal que asegure el cumplimiento de los objetivos del PAMA del ONP en el kilómetro 206+035 del ORN.
Inspecciones visuales sobre el derecho de vía	
Documento	**Análisis**
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011, **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012, **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 el 5 de marzo del 2013, **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014, **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015, **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 el 28 de marzo del 2016.	**Avance del Plan de Mantenimiento 2010** El administrado señaló, entre otras, las siguientes acciones: Estudio de suelos del Kilómetro 472. (i) Monitoreo de áreas inestables – occidente en los Kilómetros 320, 484, 483 y 508 del ONP. (ii) Mantenimiento de accesos al derecho de vía. (iii) Mantenimiento en el derecho de vía tramos del ONP y Ramal Norte. (iv) Desbroce y limpieza de vegetación del derecho de vía del ONP y ORN. Con relación a las acciones descritas en (i) y (ii), éstas no corresponden al ORN. Con relación a los puntos (iii), (iv) y (v); no se detalla el lugar exacto donde se habrían efectuado tales acciones; asimismo, indica que fueron ejecutadas parcialmente (avance de 8.33%, 24.70% y 89.10% respectivamente); y no se adjuntó los informes de resultados a efectos de verificar que tales trabajos incluyeron la inspección del derecho de vía en el Km 206+035 del ORN. Por tanto, no se acredita que el año 2010 el administrado haya efectuado la inspección visual del DDV, a efectos de verificar la presencia de defectos externos (picaduras, abolladuras, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** Petroperú programó, entre otras, las siguientes acciones: (i) Mantenimiento de obras de estabilización en progresivas occidente. (ii) Mantenimiento de obras de estabilización en progresivas oriente. (iii) Desbroce y limpieza de vegetación del DDV del ONP y ORN. (iv) Inspección y verificación física de derecho de vía del ONP y ORN. Con relación a la acción (i) y (ii), no fueron ejecutadas, según se indica en el referido documento. Las acciones (iii) y (iv) referidas a desbroce y limpieza de vegetación e inspecciones y verificaciones físicas en el derecho de vía del ORN se reportaron como concluidas. Sin embargo, no se detalla la ubicación de donde se habrían efectuado tales acciones, ni se adjuntan los informes de las

	inspecciones a efectos de verificar que incluyeron la inspección del derecho de vía en el Km 206+035 del ORN. Por tanto, no se acredita que el año 2011 el administrado haya efectuado la inspección visual del DDV a efectos de verificar la presencia de defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** El administrado programó lo siguiente: (i) Inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo II del ONP. (ii) Inspección y verificación física derecho de vía Tramo I del ONP y ORN. (iii) Mantenimientos al derecho de vía en el Tramo II del ONP. Respecto a las acciones de mantenimiento (i) y (iii), éstas corresponden al Tramo I y Tramo II del ONP y no al ORN. Respecto del punto (ii) sobre la inspección y verificación física y del derecho de vía del ORN, el avance del plan de mantenimiento señala que dichas acciones se habrían ejecutado sólo al 60% de lo programado. Asimismo, no se detalla la ubicación exacta de tales acciones, a efectos de determinar si se efectuaron en el Km 206+035 del ORN. Por tanto, no se acredita que el año 2012 el administrado haya efectuado la inspección visual del derecho de vía a efectos de verificar la presencia de defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** El administrado indicó que realizó: (i) Mantenimientos correctivos al derecho de vía del tramo I del ONP. (ii) Inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo II del ONP. (iii) Inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo I del ONP y ORN. (iv) Mantenimientos correctivos al derecho de vía del Tramo II del ONP. Las acciones (i), (ii) y (iv), se refieren al mantenimiento correspondiente al Tramo I y Tramo II del ONP, mas no corresponden al ORN. Respecto a las acciones de inspección y verificación física del DDV en el ORN (acción iii), si bien se indicó que se ejecutaron al 100%, no se señalan las ubicaciones cubiertas en la mencionada inspección, ni se adjunta el informe de inspección a efectos de determinar si la misma se efectuó en el Km 206+035 del ORN. Por tanto, no ha quedado acreditado que en el año 2013 el administrado haya efectuado la inspección visual del derecho de vía que le permita verificar la presencia de defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** El administrado programó las siguientes acciones: (i) Inspección y verificación física DDV del Tramo II del ONP. (ii) Desbroce y limpieza de vegetación del derecho de vía del ORN. (iii) Desbroce y limpieza de vegetación del derecho de vía Tramo I del ONP. Respecto a las acciones de mantenimiento (i) y (iii), se debe indicar que estas están referidas al Tramo I y Tramo II del ONP y no corresponden al ORN. Respecto a las acciones de desbroce y limpieza de vegetación del derecho de vía del ORN, Petroperú precisó que estas se efectuarían en el año 2015. Por tanto, el administrado no acredita que en el año 2014 efectuó la inspección visual del derecho de vía a efectos de verificar la presencia de defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) en el Km 206+035 del ORN.

	Avance del Plan de Mantenimiento 2015 El administrado indicó que efectuó: (i) Trabajos de protección y restitución del derecho de vía en los Km 551 y Km 580, defensa ribereña en el Km 601 y actividades de prevención por el Fenómeno de El Niño. (ii) Reparación del revestimiento del ONP en los Km 504+030, Km 504+086, Km 570+030 y Km 570+170. (iii) Estudio geotécnico de detalle e ingeniería básica de las obras de mitigación del km 496, reevaluación de estudios geotécnicos e investigación geotécnica complementaria y desarrollo de ingeniería básica de obras de mitigación en el Km 484. (iv) Servicio de patrullaje del derecho de vía desde el km 0 hasta el km 90 del tramo I del ONP. Respecto a las acciones de mantenimiento citadas, éstas corresponden al Tramo I y Tramo II del ONP, por lo cual no acreditan acciones de mantenimiento en el Km 206+035 del ORN. Por tanto, Petroperú no acreditó que en el año 2015 haya efectuado la inspección visual del DDV a efectos de verificar la presencia de defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) en el Km 206+035 del ORN. De lo expuesto, se tiene que el administrado no acreditó el cumplimiento de la obligación establecida en el PAMA del ONP durante los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015.

Monitoreo de los Potenciales de Protección Catódica	
Documento	**Análisis**
Avances del Plan de Mantenimiento presentados al OSINERGMIN: **Avance del Plan de Mantenimiento 2010** Carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero del 2011, **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** Carta ADOL-USIPA-082-2012 del 14 de marzo del 2012, **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** Carta ADOL-USIPA-052-2013 el 5 de marzo del 2013, **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** Carta ADM4-SG-045-2014 del 20 de marzo del 2014, **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** Carta ADM4-SG-043-2015 del 18 de marzo del 2015, **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** Carta ADM4-164-2016 el 28 de marzo del 2016.	**Avance del Plan de Mantenimiento 2010** El administrado indicó que realizó las siguientes actividades: (i) Rediseño del sistema de protección catódica de la tubería en el Tramo II. (ii) Monitoreo del sistema de protección catódica del oleoducto. (iii) Instalación de protección catódica en zona de influencia – Represa Limón. Respecto a las acciones de mantenimiento correspondientes al Tramo II y el área de la Represa Limón del ONP, éstas no corresponden al ORN (actividad i y iii). Respecto a la actividad (ii) monitoreo del sistema de protección catódica del oleoducto, se reportó un avance de 17% lo cual indica que la ejecución fue parcial; no se señaló las ubicaciones donde se efectuó tal monitoreo, no se adjuntó el Informe del Monitoreo a efectos de verificar si la actividad comprendió el monitoreo de la protección catódica en el Km 206+035 del ORN, ni se presentan los resultados de dichas acciones. Por tanto, no se acredita que el año 2010 el administrado haya efectuado el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2011** El administrado indicó que realizó: (i) monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo I del ONP, (ii) monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo II del ONP, y (iii) rediseño del sistema de protección catódica en el Tramo I del ONP. Respecto a las acciones de mantenimiento citadas, éstas no corresponden al ORN. En consecuencia, no se acredita que el año 2011 el administrado haya efectuado el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2012** El administrado indicó que realizó: (i) monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo I; y, (ii) mantenimiento del sistema de protección catódica por corriente impresa del kilómetro 541 del Tramo II ONP.

	Respecto a las acciones de mantenimiento citadas, éstas no corresponden al ORN. Por tanto, no se acredita que el año 2012 el administrado haya efectuado el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2013** El administrado indicó que realizó: (i) monitoreo del sistema de protección catódica en el Tramo II del ONP, y (ii) mantenimiento del sistema protección catódica por corriente impresa en el kilómetro 641 del ONP. Respecto a las acciones de mantenimiento citadas, éstas no corresponden al ORN. Por tanto, no se acredita que el año 2013 el administrado haya efectuado el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2014** El administrado indicó que realizó: (i) servicio de inspección con CIPS DCVG en el Tramo II del ONP, y (ii) servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del tramo I y II del ONP y ORN. Respecto a la acción (i), ésta no corresponde al ORN. Respecto a la acción (ii) Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica en el ORN, se indicó que el mismo no fue ejecutado en tanto tal servicio fue destacado a la zona de emergencia del Km 40 y 20+150 del Tramo I del ONP. Por tanto, se concluye que en el año 2014 el administrado no ha efectuado el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Km 206+035 del ORN. **Avance del Plan de Mantenimiento 2015** El administrado indicó que realizó: (i) servicio de implementación de tres (3) sistemas temporales de protección catódica por corriente impresa para el Tramo I del ONP, (ii) servicio de inspección con CIPS DCVG del sistema de protección catódica Tramo Estación 9 – Bayóvar, (iii) servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del Tramo II del ONP, (iv) servicio de repotenciación de la protección catódica de cruces de ríos en ORN, y (v) servicio de contratación de consultoría para desarrollar ingeniería básica y elaboración de expediente de contratación para concursar el servicio de implementación del sistema definitivo de protección catódica por corriente impresa del Tramo I, Tramo II y el ORN. Respecto a las acciones de los numerales (i), (ii) y (iii), estas actividades no corresponden al ORN. Respecto al (iv), servicio de repotenciación de la protección catódica de cruces de ríos en Ramal Norte, en el documento se señaló que su ejecución fue de 56% del total, lo cual indica que el monitoreo se realizó de forma parcial. Además, no se precisó la ubicación de los puntos de monitoreo, ni presentó resultados de medición de potencial de protección catódica cercanos al Km 206+035 del ORN, por lo que se concluye que durante el año 2015 no realizó esta actividad de mantenimiento. Respecto al (v), servicio de contratación de consultoría para desarrollar ingeniería básica y elaboración de expediente de contratación para concursar el servicio de implementación del sistema definitivo de protección catódica por corriente impresa del ORN. Cabe indicar que esta actividad se refiere a la contratación de una consultoría para la elaboración de un expediente técnico y no a la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica; por lo tanto, no acredita el cumplimiento del compromiso asumido por el administrado en el PAMA del ONP. Por tanto, se desprende que en el año 2015 el administrado no ha efectuado el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Km 206+035 del ORN. En conclusión, de la revisión de los programas de avance del Plan de Mantenimiento de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, Petroperú no acreditó el cumplimiento del monitoreo de los potenciales de protección catódica en

	el Km 206+035 del ORN, incumpliendo lo establecido en el PAMA del ONP.
Monitoreo de la Resistencia Eléctrica del Terreno	
Los documentos de Avance del Plan de Mantenimiento de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 no indican que el administrado haya efectuado esta actividad.	

Elaboración: DFAI.

328. Del análisis de los medios probatorios presentados por el administrado, conforme a lo desarrollado, se concluye que éstos no acreditan la ejecución de las medidas de mantenimiento contempladas en el PAMA del ONP materia de imputación en el presente extremo del PAS.

a.2. Sobre el desgaste abrasivo alegado por el administrado

329. Petroperú alegó que la causa de la falla del ducto del Km 206+035 del ORN fue un proceso de abrasión no vinculado a las actividades de mantenimiento del ONP; al respecto precisó lo siguiente:

(i) La falta de mantenimiento, defectos en el material del oleoducto, ineficiencia del sistema de protección catódica y la existencia de corrosión interna o externa ha sido desvirtuada por el OSINERGMIN mediante la Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL[205] del 21 de diciembre del 2017[206] (Anexo 1.N de los descargos al inicio) e Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 del 18 de diciembre del 2017[207] (Anexo 1.M de los descargos al inicio), emitidos en el marco del procedimiento administrativo sancionador tramitado en el Expediente N° 2016-17532-OSINERGMIN, de los cuales se advierte que la causa de la falla del ducto del Km 206+035 del ORN fue la abrasión (de origen natural), determinado por pericia técnica.

(ii) Informe MCC Technology: Presencia de curso de agua perpendicular al eje de la tubería en el punto de la falla fue la causa del desgaste del tramo afectado, en virtud de las partículas abrasivas contenidas. La inexistencia de desgaste interno de la pared de la tubería y la observación visual directa de la superficie externa realizada según los requerimientos de los códigos ASME V y API 1104, indica compatibilidad con desgaste acelerado del metal por proceso de abrasión causado por agente externo.

(iii) Informe SNC Lavalin (Anexo 1.R de los descargos al inicio): la ruptura fue causada por desgaste abrasivo del espesor de la pared de la tubería. Se ha verificado que el efecto de abrasión de la tubería fue ocasionado por un evento de venida repentina del drenaje natural que se cruza con el ramal norte, originada por precipitaciones torrenciales en el área, como se apreciaría en las siguientes gráficas:

---

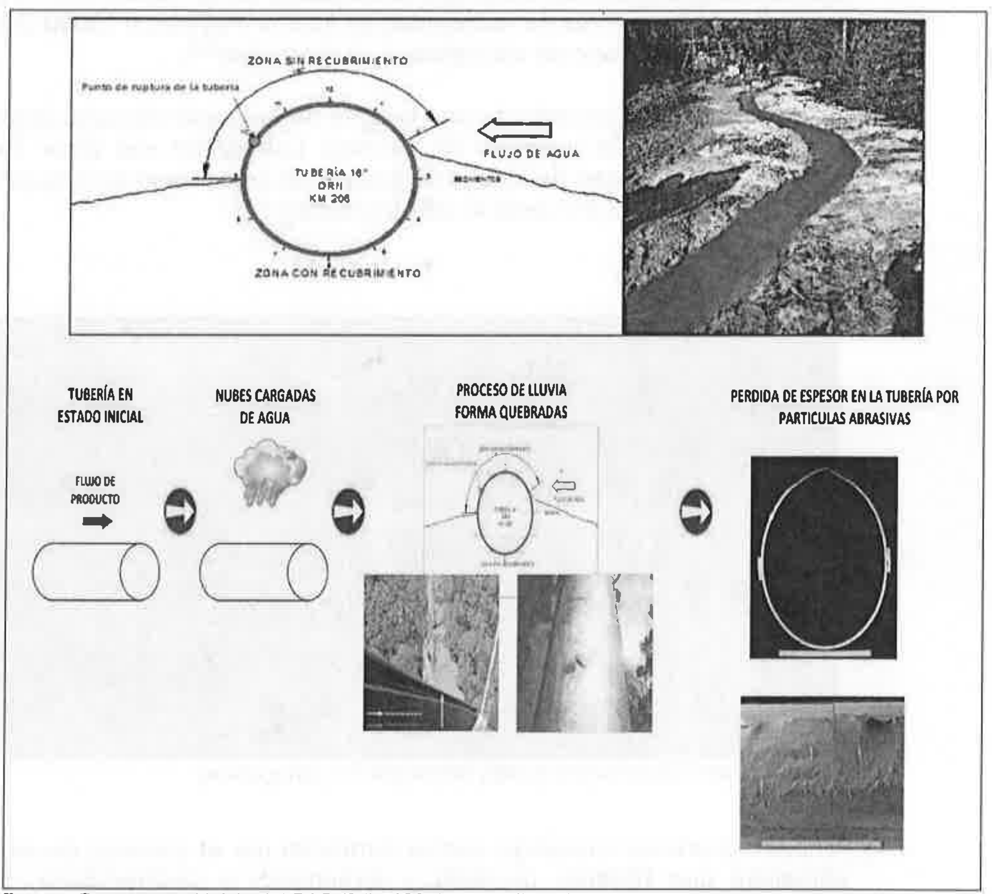
205 Folios 262 al 264 del Tomo 2 del Expediente.

206 *"La causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto"*

207 *"En este caso, la compañía MCC Technology ha señalado en el informe de Análisis de Falla que lo que causó la fisura en el ducto y el consecuente derrame, fue el desgaste acelerado del metal por un proceso de abrasión causado por agente externo, por tanto, se puede confirmar que el revestimiento únicamente se puede ver afectado por acción externa, la cual se puede verificar por la existencia de un proceso de abrasión.*

A fin de determinar el tipo de acción antrópica que se ejerció y con qué herramientas, se ha efectuado la denuncia correspondiente ante la Fiscalía, la cual presentarán en un escrito posterior y se encuentran realizando diversas investigaciones; señalando además que, el acceso a la zona afectada se ve dificultado por los conflictos sociales en el área. Además, señalan que su sistema de protección catódica se encuentra operativo, lo que se puede comprobar con el resultado de la lectura de potenciales de protección catódica del 10 de marzo de 2016 en los postes 206 y 207."

Gráfico Nº 2 Causas de la falla en el Kilómetro 206+035



Fuente: Descargos al inicio del PAS (folio 120 del expediente).
Elaboración: DFAI.

(iv) La falla fue causada por desgaste abrasivo (localizado) de la pared de la tubería cerca de su parte superior, se encuentra ubicada a las 10:05 horas vista flujo abajo (de la Estación Morona a la Estación 5) y corresponde a una grieta de forma longitudinal de 56 cm paralela a la unión de soldadura de la conformación de tubería.

(v) Como lo observaron los inspectores, el lugar de la ruptura coincide con el punto de cruce de una corriente de agua estacional con el DDV de la tubería.

(vi) Las marcas direccionales a lo largo de la tubería indican patrones de desgaste correspondientes a materiales abrasivos arrastrados en el flujo de la corriente. La presencia de lugares con espesores de pared completos y aun con revestimiento tanto en los lados aguas arriba y aguas abajo de la ruptura; revelan que estas zonas estaban protegidas de la corriente de agua y sus partículas abrasivas.

(vii) La tasa de adelgazamiento de la pared de la tubería por abrasión depende de factores tales como la velocidad, cantidad, forma, tamaño y dureza de la materia abrasiva.

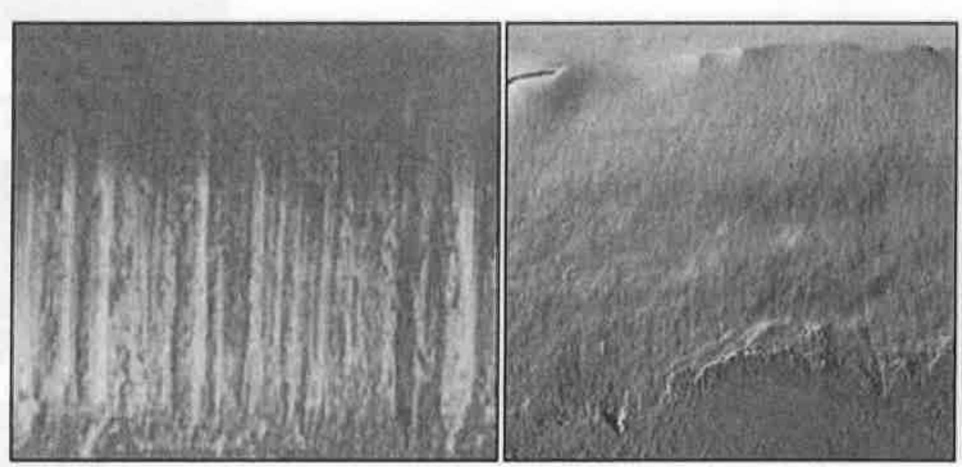
(viii) La falta de productos de corrosión indica una protección catódica efectiva.

(ix) El tramo de tubería comprendido entre las progresivas Km 193+ 750 y Km 221 +325, corresponde a zonas de aguajales y está próximo al Río Mayuriaga. La

resistividad promedio del electrolito circundante es de 18000 Ohm x cm[208], que según Peabody, valores de resistividad de suelos mayores a 10000 Ohm x cm se clasifican con un grado de corrosividad despreciable[209].

(x) Se muestra la comparación de una imagen de desgaste abrasivo presentada en el ASM HANDBOOK volumen 18 "*Friction, Lubrication and Wear Technology*" (izquierda) y la imagen del desgaste superficial presentado en la superficie de la tubería en donde se presentó la falla (derecha):

Tabla Nº 24



Fuente: Escrito de descargos al inicio del PAS (folio 121 del expediente)

(xi) Ambas superficies muestran surcos formados por el contacto de las partículas abrasivas que hicieron contacto y arrancaron o desprendieron de manera progresiva el material. La dimensión de estos surcos, la textura superficial y la cantidad de material desprendido estarán ligados o dependerán de la geometría, tamaño, dureza y tenacidad de las partículas abrasivas.

(xii) En el Informe Oral del 8 de julio del 2019, el administrado precisó que existen quebradas secas que cuando se presentan niveles altos de precipitación, se intensifican los flujos de agua arrastrando en dichas quebradas materiales duros (torrenteras) que generan estos procesos de abrasión.

(xiii) Se presenta el siguiente cuadro comparativo de los medios probatorios presentados por Petroperú para acreditar la causa de la contingencia, comparativamente con lo señalado por el OEFA.

Tabla Nº 25 Cuadro comparativo de los medios probatorios presentados por Petroperú

Falla por abrasión	Falla por mantenimiento del ducto
1. Pruebas emitidas por entidades privadas • Informe de Análisis de Falla preparado por MCC Technology S.A.C. • Informe de Inspección: Medición de espesores elaborado por ATAC S.A.C.	• Fotografías • Inspección visual no especializada

[208] En los descargos a la variación señala que el promedio del electrolito circundante es de 39584 Ohm x cm.

[209] "**Informe de preparación de respuesta ante OEFA Resolución Subdirectoral Nº 2057-2018-OEFA/DFAI/PAS KM 206+035 ORN y km 440+781 Tramo II ONP**" (Anexo 1.A del escrito presentado el 11 de octubre del 2018)

• Informe "Análisis de falla del segmento de tubería de la progresiva km 206+035 del Ramal Norte del ONP" elaborado por SNC Lavalín. • Informe Element Materials Technology 2. Pruebas emitidas por entidades públicas • Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL emitido por OSINERGMIN	

Fuente: Escrito de descargos presentado por Petroperú.
Elaboración: DFAI.

(xiv) En tal sentido, factores ajenos a las medidas de mantenimiento facilitaron que la tubería se viera vulnerada y finalmente fallara.

a.2.1 Sobre el pronunciamiento del OSINERGMIN

330. En la Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL sustentada en el Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017, el OSINERGMIN concluyó que la causa que originó la falla en el ducto del Km 206+035 ORN se debió a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente el cual desgastó el espesor de la tubería, según se aprecia[210]:

Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017

"5.3 Al respecto, considerando la información remitida por el operador, se observa que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. La falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastra el material del suelo adyacente, el cual cruza el derecho de vía del ducto, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior del dueto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elástico del material, dado la reducción del espesor, hasta producirse la ruptura longitudinal producto de la presión interna de bombeo."

331. En este punto, cabe indicar que la Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL emitida por el OSINERGMIN resolvió declarar el archivo de las imputaciones formuladas respecto de las presuntas infracciones a los Artículos 54°, 57°, 65° y 62° del Anexo 1 del Reglamento Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM; y por infracción al Artículo 79° del Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM por cuanto el administrado probó que la causa de la falla no fue la corrosión sino debido a un proceso abrasivo.

332. Al respecto, se debe precisr que la imputación de cargos del referido PAS señala que el administrado i) no cumplió con realizar la inspección interna (ILI), mediante el raspatubos inteligente en el ORN; y que, ii) de los resultados de la ejecución del Plan de Mantenimiento 2015, remitido al OSINERGMIN por el administrado, no se evidenció que haya realizado la inspección por pérdida de espesor del Ramal Norte del ONP, según se aprecia[211]:

Segundo Incumplimiento:
"(...)
Cabe precisar que, de acuerdo a lo verificado y expresado por la propia empresa fiscalizada en su Carta N° OPE4-372-2016, ingresada con registro N° 201600017532 el día 17 de marzo de 2016, se advierte que no ha cumplido con realizar la inspección interna (ILI), mediante el Raspatubo Inteligente (MFL) en el Ramal Norte del Oleoducto NorPeruano."

210 Folio 260 reverso.

211 Folios 262 (reverso) y 263 del Expediente.

Tercer Incumplimiento
"(...)
Cabe indicar que el Plan de Mantenimiento Año 2015 fue presentado con Carta Nº ADM4-859-2014 de fecha 28 de noviembre de 2014, ingresada con registro N° 201400159701 y los resultados de la ejecución del año 2015 se presentaron mediante Carta N° ADM4-SG-059-2016 de fecha 28 de marzo de 2016, ingresada con registro N° 201600043996; sin embargo, en dichos resultados no se evidencia que se haya realizado la inspección por pérdida de espesor."

(Subrayado agregado)

333. En tal sentido, si bien la citada Resolución Nº 2695-2017-OS/DSHL archivó el procedimiento administrativo sancionador tramitado en el OSINERGMIN debido a que no se acreditó el incumplimiento de las obligaciones en materia de seguridad referidas a procesos corrosivos; dicho organismo, en tanto no tiene competencias para ejercer funciones de fiscalización ambiental, no efectuó el análisis del cumplimiento de las medidas de mantenimiento contempladas en el PAMA del ONP, en los términos establecidos en dicho instrumento; en consecuencia, su pronunciamiento no sostiene ni acredita que el administrado haya cumplido con las obligaciones ambientales materia del presente PAS.

a.2.1 Sobre la causa de la Falla

334. Al respecto, el Informe de Análisis de Falla realizado por el laboratorio Elements Materials Technology[212] indicó que la ruptura del ducto fue causada por desgaste abrasivo en la parte superior de la tubería; y que, dicho desgaste no solamente removió el revestimiento de la tubería, sino que adelgazó la pared de la tubería, habiéndose reducido su espesor a menos de un milímetro en algunos puntos.

335. Asimismo, dicho informe indicó que la corrosión observaba en la superficie externa de la tubería era superficial, lo cual indicaba que dicha corrosión habría ocurrido probablemente luego de la falla de la tubería, cuando ésta estaba en almacenamiento; conforme se aprecia a continuación:

Tabla Nº 26 Sección del Informe de Análisis de Falla realizado por el laboratorio Elements Materials Technology

DISCUSSION
The rupture was caused by abrasive wear at the top of the pipeline. The abrasive wear not only removed the pipe coating but also thinned the pipe wall. At some locations the wall thickness had been reduced to less than one millimeter. The pipe microstructure at the midlength of the rupture and at a full wall thickness location downstream of the rupture was typical of Grade X52 line pipe and showed no metallurgical or manufacturing defects. As observed by inspectors on location, the rupture coincided with the crossing of a stream from above the pipeline right-of-way. The thinnest location and corresponding rupture of the pipe were centered to the oncoming flow of the stream. Directional markings across the pipe indicated wear patterns corresponding to abrasive materials entrained in the flow of the stream. The presence of full wall thickness locations with undercut coating on the upstream and downstream sides of the rupture indicated a protection from flow, perhaps a rock sufficiently massive that the flow did not move it. The rate of wall thinning by abrasion depends on factors such as the velocity, shape, size and hardness of the abrasive matter. The corrosion of the outside surface of the failed pipe observed at EHO was superficial, which indicated that the corrosion had probably occurred after the failure, when the pipe was in storage.

Fuente: Informe de Análisis de Falla realizado por el laboratorio Elements Materials Technology

212 Folios 399 al 417 del expediente.

336. En dicha línea, el Informe MCC Technology, el Informe SNC Lavalin, así como la Resolución Nº 2695-2017-OS/DSHL (la cual sí analiza la causa de la falla) concluyen que la causa de la falla en el KM 206+035 del ORN se debió a un proceso abrasivo.

337. De los medios probatorios presentados por el administrado se advierte que la emergencia del Km 206+035 del ORN se originó debido a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente, el cual desgastó el espesor de la tubería.

338. Sin embargo, lo señalado no implica que la falta de ejecución de las medidas de mantenimiento del PAMA del ONP no tengan inferencia en dicha emergencia por cuanto precisamente falta de mantenimiento no permitió detectar dicho proceso abrasivo. En tal sentido, a continuación, se procede a analizar las medidas de prevención contempladas en el PAMA del ONP y la necesidad de su ejecución para prevenir y corregir el proceso abrasivo a fin de evitar una emergencia ambiental.

(i) Inspecciones internas del ORN

(i).1 <u>Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos o inteligentes</u>

339. Conforme a lo señalado en el acápite correspondiente a la finalidad de las medidas de mantenimiento, la inspección de pérdida de espesor de la tubería mediante raspatubos electromagnéticos o inteligentes es una medida de mantenimiento que permite detectar las situaciones de pérdida de espesor de las tuberías, causadas por abrasión, anomalías y otras situaciones externas que afectan a los ductos, a efectos de que el operador conozca el estado de la tubería y efectúe las reparaciones necesarias.

340. Cabe indicar que, según lo señalado por el propio administrado en el marco de la aprobación de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP[213], éste corrigió anteriormente las situaciones de pérdida de espesor de las tuberías detectadas a través de raspatubos electromagnéticos mediante el reemplazo programado de los tramos de oleoducto con pérdida de espesor o mediante el "*encamisetado*" de los mismos.

341. Por tanto, la pérdida de espesor de la tubería a causa del desgaste abrasivo es una situación que pudo ser detectada por Petroperú si hubiera realizado la inspección de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos o inteligentes en la progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP; a efectos de proceder a la reparación correspondiente.

---

[213] Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

*"**Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.2 Labores de mantenimiento. -
Reparación programada de la tubería mediante "encamisetado", corrección de abolladuras e incluso reemplazo programado de tramos del oleoducto, de acuerdo a los resultados de las inspecciones electrónicas indicadas anteriormente. A la fecha, gracias a estas inspecciones, se ha podido efectuar en el ONP y ORN un total de 287 reparaciones de la tubería por problemas de corrosión. Mediante la técnica del encamisetado.

Sobre el particular, cabe precisar que, si bien las mencionadas reparaciones se realizaron por problemas de corrosión detectados por el administrado, conforme a lo desarrollado precedentemente, la medida de prevención materia de análisis también permiten detectar las situaciones de pérdida de espesor de las tuberías, causadas por abrasión, anomalías y otras situaciones externas que afectan a los ductos.

342. Sin embargo, conforme a lo desarrollado en la presente Resolución, el administrado no acreditó la ejecución de la presente medida de mantenimiento contemplada en el PAMA del ONP.

(i).2 Inspecciones geométricas

343. De acuerdo a lo desarrollado en el acápite correspondiente a la finalidad de las medidas de mantenimiento, si bien esta inspección está dirigida a detectar defectos en la geometría del ducto, su ejecución es relevante para determinar si el raspatubo electromagnético o inteligente puede pasar a través de la tubería sin problemas de atascamiento[214].

344. Por lo tanto, su ejecución brinda las condiciones para efectuar adecuadamente las inspecciones con raspatubos electromagnéticos o inteligentes que permiten detectar pérdida de espesor de las tuberías, causadas por abrasión, anomalías y otras situaciones externas que afectan a los ductos. No obstante, conforme a lo desarrollado en la presente Resolución, Petroperú no ejecutó la presente medida de mantenimiento establecida en el PAMA del ONP.

(i).3 Transmisión de raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos meses; e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua

345. En el Anexo 1.E de los descargos al inicio[215], el administrado remitió cuadros de registro del pase del raspatubos en el ORN desde el año 2011 al año 2018.

346. Conforme a lo desarrollado precedentemente, el pase de los raspatubos de limpieza está dirigido a limpiar los depósitos, lodos y agua del interior de los ductos con la finalidad de evitar su acumulación y prevenir la ocurrencia de fenómenos de corrosión interna.

347. Al respecto, se advierte que la transmisión de raspatubos con escobillas metálicas y de magneto; e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas, no está directamente relacionada con el incumplimiento imputado al administrado debido al desgaste abrasivo del espesor de la tubería por agente externo; en la medida que está dirigida a prevenir la ocurrencia de situaciones de corrosión interna en los ductos y no a procesos abrasivos como el ocurrido en el presente caso. Por lo tanto, corresponde archivar el PAS en este extremo.

(ii) Las inspecciones externas al ORN

(ii).1 Inspecciones visuales sobre el derecho de vía

348. La inspección visual sobre el DDV es un método de inspección directa (realizada en campo) que permite localizar y dimensionar los defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), así como detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)[216], y condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto. Adicionalmente, la inspección especializada del DDV tiene por finalidad la prevención de roturas del oleoducto por inestabilidad geotécnica del

[214] Rubio Carlos y Obdulio Marrero. "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías". Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, pp.1.

[215] Folio 181 al 185 del Expediente.

[216] Hernández Galván, Beatriz. Tesis "Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos". México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, pp. 49.

terreno, empuje hidráulico de quebradas o ríos y roturas por el peso propio de la tubería.

349. Según el *Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP* remitido por el administrado[217], en la zona circundante a la progresiva del Km 206+035 del ORN, la tubería estaba sobre terreno seco (no enterrada) y apoyada sobre el suelo; conforme se verifica en las fotografías del mencionado informe.

350. De dichas imágenes, se aprecia que tanto el oleoducto como la corriente de agua que cruza el DDV son visibles y accesibles en la medida que no se encuentran enterradas, ni sumergidas y por el contrario están ubicadas sobre el suelo (ver Anexo 5 de la presente Resolución).

351. Por tanto, las inspecciones visuales sobre el DDV permiten localizar y dimensionar defectos externos en los ductos, tales como la abrasión externa y los defectos del recubrimiento; asimismo, permiten detectar condiciones inseguras y peligrosas debido a fuerzas naturales en la zona de emplazamiento del ducto, tal como el cruce de una corriente de agua sobre el ducto.

352. En tal sentido, se advierte que la ejecución de las inspecciones visuales sobre el DDV de la progresiva del Km 206+035 del ORN hubiera permitido detectar la abrasión externa que afectó al ducto en la progresiva citada, a efectos de que el administrado conozca el estado de la tubería y efectúe las reparaciones correspondientes.

353. Al respecto, conforme a lo desarrollado precedentemente, el administrado no ha presentado medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la obligación establecida en el PAMA del ONP referida a efectuar inspecciones visuales sobre derecho de vía.

(ii).2 *Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto: Monitoreo de los potenciales de protección catódica*

354. Se reitera lo desarrollado en el acápite correspondiente a la finalidad de las medidas de mantenimiento; en efecto, el monitoreo de los potenciales de protección catódica, además de verificar que la protección catódica protege a la tubería contra la corrosión también permite detectar afectaciones en el revestimiento de la tubería de acuerdo al siguiente detalle:

- Cuando el Potencial es > -850 mV, la protección contra la corrosión no es suficiente. Entre las posibles causas de tal situación tenemos que **revestimiento se encuentre en mal estado**, entre otros.
- Cuando el Potencial es < -1100 mV, significa que la protección contra la corrosión es excesiva. Ello tiene como consecuencia **el deterioro en el revestimiento** protector de la tubería[218].

355. En este contexto, cabe señalar que según el *Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP remitido por el administrado*[219], la falla del ducto se produjo por el desgaste abrasivo del espesor de la tubería causado por la acción de agentes abrasivos arrastrados por una corriente de agua que cruza el DDV.

217 Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP emitido por la empresa MCC Technology, archivo digital que obra en el Folio 476 del Expediente.

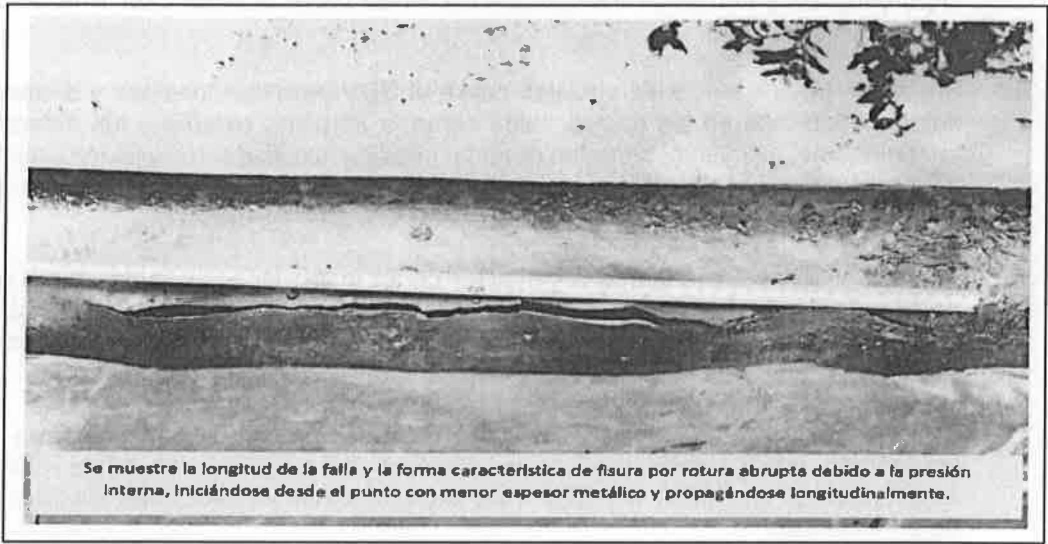
218 Peabody A.W., Peabody's Control of Pipeline Corrosion, Second Edition NACE International, 2001. Pp. 28, 52.

219 Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP emitido por la empresa MCC Technology, que obra en el Folio 475 del expediente.

356. Al respecto, precisó que en una primera instancia la corriente de agua con partículas abrasivas deterioró el revestimiento anticorrosivo dejando expuesta la superficie metálica de la tubería; y que, del examen de la tubería se verificó que su parte superior (posición de 9:30 hrs a 1:30 hrs) se encontraba sin el revestimiento de protección anticorrosiva, y con revestimiento parcial y en regular estado de conservación en la posición 1:30 hrs a 3:00 hrs[220]:



Tabla N° 27 Imagen de la rotura



Se muestra la longitud de la falla y la forma característica de fisura por rotura abrupta debido a la presión interna, iniciándose desde el punto con menor espesor metálico y propagándose longitudinalmente.

Fuente: Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP emitido por la empresa MCC Technology, .

357. En tal sentido, siendo que el monitoreo de los potenciales de protección catódica permite tener información del estado del revestimiento de protección anticorrosiva del ducto; se advierte que la ejecución de dicho monitoreo en la progresiva del Km 206+035 del ORN hubiera permitido al administrado detectar la pérdida del revestimiento de protección anticorrosivo en la parte superior del ducto en la ubicación donde la corriente de agua generó el desgaste abrasivo de la tubería que finalmente ocasionó su falla; a efectos de adoptar las medidas de reparación correspondiente.

358. Con relación a la afirmación del administrado, referida a que la ausencia de productos de corrosión en la tubería indica una protección catódica efectiva de la tubería, corresponde precisar que para determinar que la protección catódica de una tubería sea adecuada, se deben considerar diversos factores tales como la consistencia en el tiempo de los resultados de los monitoreos de potenciales de protección catódica, la variación en las condiciones del revestimiento de la tubería, la correlación de la observación directa con resultados de inspecciones CIPS-DCVG e ILI, entre otras[221].

359. En tal sentido, se advierte que la ausencia de productos de corrosión sobre la superficie desgastada de la tubería no implica necesariamente que la protección catódica sea adecuada toda vez que no considera los demás factores relevantes establecidos en la Norma NACE SP0169; y que, en una situación de abrasión causada a la tubería por partículas abrasivas arrastradas por una corriente de agua, es de esperar que cualquier producto de la corrosión en la superficie de la tubería sería arrastrada por la corriente.

---

220 Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP emitido por la empresa MCC Technology, que obra en el Folio 475 del expediente.

221 NACE, Standard Practice SP0169-2013 - Control of External Corrosion on Underground or Sumerged Metallic Piping Systems, Section 6: Criteria and Other Considerations for Cathodic Protection, Paragraph 6.1.1.

(ii).3 *Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno*

360. De acuerdo a lo desarrollado en el acápite de las finalidades de las medidas de mantenimiento, la medición de la resistencia eléctrica del terreno está dirigida a determinar el grado de corrosividad del suelo con la finalidad de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería y prevenir la ocurrencia de corrosión externa[222].

361. En este contexto, corresponde reiterar que, conforme a las evidencias presentadas por el administrado, se ha acreditado que la falla del ducto del km 206+035 del ORN se originó debido a la abrasión provocada por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente el cual desgastó la pared de la tubería; y no provino de un proceso de corrosión externa o interna.

362. En tal sentido, siendo que la medida referida a monitorear la resistencia del terreno no está relacionada con la causa de la falla ocurrida en la progresiva del Km 206+035 del ORN por cuanto está dirigida a prevenir la ocurrencia de la corrosión externa y no tiene efectos sobre el proceso abrasivo; corresponde el archivo del presente extremo del PAS, careciendo de objeto emitir pronunciamiento sobre los demás argumentos vertidos por Petroperú respecto a la presente medida de mantenimiento.

a.3. Sobre la presunta ruptura del nexo causal

363. Conforme a lo desarrollado en el acápite correspondiente al análisis de la cuestión procedimental sobre la ruptura del nexo causal; el administrado alegó encontrarse en dicho supuesto a fin de eximirse de responsabilidad administrativa; para tal efecto precisó lo siguiente:

(i) En el Expediente N° 201600017532, tramitado por el OSINERGMIN, ha quedado acreditado que la causa que generó la contingencia ambiental del 3 de febrero del 2016 proviene de un proceso abrasivo que afectó a la superficie externa del ducto.

(ii) Para acreditar su afirmación, el administrado presentó copia de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN N° 2695-2017-OS/DSHL del 21 de diciembre del 2017 (Anexo 1.C del escrito de descargos a la variación) e Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 (Anexo 1.D del escrito de descargos a la variación), que concluye con el archivo del procedimiento administrativo sancionador al haberse acreditado que la causa de la contingencia ambiental ocurrida en el km 206+035 no es atribuible a Petroperú, sino a factores externos no imputables al administrado.

(iii) Asimismo, el administrado precisó que la causa del derrame se encuentra sustentada en lo siguiente:

---

[222] **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 ° del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos" del ONP – Ramal Norte, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA

"*Observación N° 3:*
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.
Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(...)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(...)
2.1 Acciones de inspección y monitoreo. -
(...)
- *Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa del oleoducto. El monitoreo es realizado por una compañía especializada.*"

a) Con relación a los resultados del Laboratorio Element, donde fue trasladado el sector afectado del ducto para someterlo a ensayos a fin de determinar la causa que originó la falla; el reporte remitido a OSINERGMIN por Petroperú mediante Carta N° SONP-JICO-677-2017 de fecha 15 de diciembre del 2017 determinó lo siguiente:

- La ruptura fue causada por desgaste abrasivo en la parte superior de la tubería. El desgaste abrasivo no solo removió el revestimiento de la tubería, sino que también adelgazó el espesor de pared. En algunos lugares el espesor de pared había sido reducido a menos de un milímetro.
- La ruptura coincidió con el cruce de una corriente desde arriba del derecho de vía de la tubería. La ubicación del adelgazamiento y la correspondiente ruptura de la tubería se centraron en el flujo inminente de la corriente.
- La microestructura de la tubería en la parte media de la ruptura y en la zona de pared con espesor completo aguas abajo de la ruptura, fue típico de una tubería Grado X52 y no mostró ningún defecto metalúrgico o de fabricación.
- La corrosión de la superficie externa de la tubería fallada, la cual fue observada en el ensayo, es superficial. Esto indica que la corrosión probablemente habría ocurrido después de la falla, cuando la tubería estuvo almacenada.

b) Informe N° P171-INF-083[223] emitido por la empresa supervisora Tecnología Total S.A.C, realizó la interpretación del resultado remitido por Petroperú, con la finalidad de identificar las causas de la falla, la cual se resume a continuación:

- El valor promedio del diámetro satisface los límites establecidos por API y el espesor de pared corresponde al espesor ordenado.
- La Microscopía Electrónica de Barrido (*Scanning Electrón Microscopy*, SEM) de la superficie de ruptura y de la superficie externa adelgazada, muestran corrosión superficial; posteriormente, se establece que esta corrosión superficial corresponde a las condiciones de almacenamiento al que fue expuesto el tramo extraído.
- El análisis por Espectroscopia de dispersión de energía de rayos X (Energy-dispersive XRay Spectroscopy, EDS), muestra altas concentraciones de carbono, oxígeno y hierro, indicando óxidos de hierro saturados con crudo. Fueron detectadas cantidades menores de aluminio, silicio, azufre y calcio, probablemente provenientes del suelo. También fue detectado manganeso como constituyente del acero del ducto.
- El examen metalográfico de la ruptura muestra un perfil adelgazado, con una microestructura de ferrita y perlita. No se observaron defectos metalúrgicos. Igualmente, el examen metalográfico de un sector con el espesor de pared completo rodeado por el área adelgazada, muestra microestructura de ferrita y perlita.
- Se realizaron 10 medidas de Micro dureza Vickers, las cuales, en promedio, mostraron lecturas comparables en el sector de la ruptura y en el cuerpo del ducto no adelgazado. Los resultados son; 185 HV500 para el sector de ruptura y 181HV500 para el cuerpo del ducto no adelgazado. Todas las lecturas son típicas de un tubo Grado X52.

[223] Cabe indicar que si bien el administrado señaló que dicho informe es el N° P171-INF-082 (Derrame de Imaza) de su contenido se advierte que Petroperú se refería al Informe N° P171-INF-082 correspondiente al Derrame de Morona.

- El Análisis Químico mostró una composición típica para un acero Grado X52 manufacturado en 1975. Los resultados indican que es un acero carbón-manganeso micro-aleado con niobio y desoxidado usando ferro silicio.
- La Prueba de Tensión mostró propiedades que satisfacen los requerimientos de un acero API Grado X52.
- Las pruebas de Tenacidad Charpy del cuerpo de la tubería mostraron un promedio de 17 ft-lbs (23 J), probadas a 0 grados centígrados. A pesar de que el API no especifica el valor para tuberías de 1975, los resultados son satisfactorios para un API PSL 2 de este diámetro y grado, el cual es 20 ft-lbs (27 J), para probetas de 10 por 10 mm.

c) En el numeral 5.2 del Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 del 18 de diciembre del 2017, OSINERGMIN concluyó que *la falla o ruptura la causó un fenómeno de abrasión a lo largo de la zona afectada, que adelgazó la parte superior del tubo. La abrasión no solo removió el revestimiento, sino que adelgazó la pared del tubo.*

d) Asimismo, en el numeral 5.3 del Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017, OSINERGMIN refiere que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. La falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastra el material del suelo adyacente, el cual cruza el derecho de vía del ducto, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior del ducto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elástico del material, dado la reducción del espesor, hasta producirse la ruptura longitudinal producto de la presión interna de bombeo.

e) Informe SNC Lavalin (Anexo 1.R de los descargos al inicio): Se ha verificado que el efecto de abrasión de la tubería fue ocasionado por un evento de venida repentina del drenaje natural que se cruza con el ramal norte por precipitaciones torrenciales en el área. Son fenómenos originados por el carácter aleatorio de las precipitaciones torrenciales, es decir, que estos eventos son de carácter imprevisible.

f) En tal sentido, se encuentra fehacientemente acreditado que las causas de la contingencia ambiental del km 206+035 del ORN no resultan ser imputables a Petroperú, sino a fenómenos naturales (proceso abrasivo): por lo que la ocurrencia de las contingencias ambientales no resulta ser imputables a nuestra representada.

(iv) Finalmente, la audiencia de informe oral del 22 de mayo del 2019, Petroperú alegó que la causa de la falla fue debido a la abrasión causada por las partículas de sílice arrastradas por una "torrentera", que cruza el derecho de vía del oleoducto, la cual se activó en el período de altas lluvias del fenómeno del Niño; según se habría indicado en el Informe de MCC Technology S.A.C. y en el informe de SNC Lavalin.

364. De lo alegado por el administrado con la finalidad de identificar las causas de la falla, se desprenden las siguientes ideas:

(i) La falla del ducto fue causada por el desgaste abrasivo del espesor de la pared de la tubería en su parte superior.

(ii) El lugar de la falla del ducto coincide con el punto de cruce de una corriente de agua con el derecho de vía de la tubería. Asimismo, de acuerdo con las marcas observadas en la tubería, dicho desgaste se habría producido por acción de los materiales abrasivos arrastrados por el flujo de la corriente de agua.

(iii) La falla del ducto no se debió a defectos en el material o fabricación del ducto sino a factores externos (fenómeno natural).

(iv) El efecto de abrasión de la tubería fue ocasionado por un evento de venida repentina originada por precipitaciones torrenciales en el área debido al Fenómeno del Niño; es decir, eventos con carácter imprevisible.

(v) El OSINERGMIN concluye que la falla no es atribuible a Petroperú, sino a factores externos.

365. En principio, se reitera que, de los actuados en el presente PAS, se concluyó que la falla en el Km 206+035 del ORN se originó debido a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente, el cual desgastó el espesor de la tubería. En tal sentido, la causa de la falla (proceso abrasivo provocado por una corriente de agua y no defectos en el material o fabricación del ducto) no se ha cuestionado.

366. En este punto, se debe tener presente que el Informe de Análisis de Falla realizado por el laboratorio Element Materials Technology, presentado por Petroperú y que sustentó el informe de SNC Lavalin, indicó que el tiempo transcurrido para adelgazar la tubería por desgaste depende del flujo y composición de la corriente de agua, lo cual estaba fuera del alcance del análisis de laboratorio[224].

367. Asimismo, el Informe "*Análisis de Falla – Ramal Norte del ONP*" elaborado por la empresa MCC Technology S.A.C. indicó que, al momento de la inspección, en la zona de falla de la tubería, ésta era atravesada perpendicularmente por un pequeño curso de agua de aproximadamente 7.20 m de ancho y una profundidad promedio en la parte central de 28 cm[225].

368. En tal sentido, se advierte que en el citado informe (efectuado el 6 de febrero de 2016, según la fecha de la Orden de Trabajo a Terceros), no se indica que el desgaste por abrasión encontrado en la tubería haya sido provocada por la acción súbita de una torrentera[226] generada por el Fenómeno de Niño; por el contrario, se dio cuenta que la corriente de agua que atraviesa el derecho de vía era "*un pequeño curso de agua de aproximadamente 7.20 m de ancho y una profundidad promedio en la parte central de 28 cm al momento de la inspección*".

---

224 Folios 401 (reverso) del expediente:
"12. As explained in the DISCUSSIÓN section of this report, the failure was caused by abrasive wear across the longitudinal pipe axis. The greatest wear and consecuent rupture were concentrated on the top of the pipe. The elapsed time to thin the pipe by wear depends on the flow rate and composition of the stream, which was outside the scope of the laboratory analysis. The corrosion of the exposed pipe surface was superficial and likely related to the prolonged storage of the failed pipe under uncontrolled conditions".

225 ***INFORME "ANÁLISIS DE FALLA – RAMAL NORTE DEL ONP"***
"GENERALES DE LA INSATALACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO
(...)
En la zona de la falla de la tubería, esta es atravesada perpendicularmente por un pequeño curso de agua de aproximadamente 7.20 de ancho y una profundidad promedio en la parte central de 28 cms, al momento de la inspección".
Folios 476 del Expediente:

226 **Diccionario de la Real Academia Española.**
Torrentera: Cauce de un torrente.
Torrente: Corriente o avenida impetuosa de aguas que sobreviene en tiempos de muchas lluvias o de rápidos deshielos.

369. Por otra parte, el Informe "A*nálisis de Falla del Segmento de Tubería de Progresiva Km 206+035 ø 16" ORN"*, elaborado por SNC – Lavalin[227] indicó que el lugar de la ruptura coincide con el punto de cruce de una corriente de agua con el derecho de vía; y que las marcas en la tubería indicaban un patrón de desgaste correspondiente a material abrasivo arrastrado por la corriente de agua. Sin embargo, no se hace mención sobre si dicha corriente de agua era una "*torrentera*".

370. En dicha línea, mediante Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL sustentada en el Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017, el Osinergmin indicó que la causa que originó la falla en el ducto del Km 206+035 ORN se debió a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente el cual desgastó el espesor de la tubería, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior del ducto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo[228]:

> *"5.3 Al respecto, considerando la información remitida por el operador, se observa que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. La falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastra el material del suelo adyacente, el cual cruza el derecho de vía del ducto, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior del dueto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elástico del material, dado la reducción del espesor, hasta producirse la ruptura longitudinal producto de la presión interna de bombeo."*
>
> (Subrayado agregado)

371. Por lo tanto, del Informe Final de Instrucción emitido por el Osinergmin, se desprende que la acción abrasiva de la corriente de agua que arrastra el material adyacente fue un hecho progresivo que removió, en primer lugar, el revestimiento del ducto y después desgastó el espesor de la tubería.

372. Finalmente, Petroperú señaló que el hecho que un evento sea progresivo (según la RAE: Que avanza o aumenta gradualmente) no implica que sea un evento prolongado. De acuerdo a OSINERGMIN la gradualidad consistió en la corriente de agua que arrastra material subyacente, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior, e incluso, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elástico del material, dada la reducción de espesor, hasta producirse lo ruptura.

373. En dicha línea, en el Informe Oral del 8 de julio del 2019 y en el escrito del 12 de julio del 2019[229], el administrado señaló que los procesos de abrasión no ocurren por un largo periodo de tiempo, ocurren cuando la precipitación se intensifica y es aleatoria a lo largo de la Cordillera Campanquiz[230] , añadió que, en el periodo de enero y febrero del 2016 ocurrió el Fenómeno del Niño, se incrementaron las precipitaciones y el caudal de drenaje natural (quebradas, canales, ríos, entre otros), y como consecuencia de ello, los cursos hídricos menores acarrean grandes caudales que erosionan y profundizan su cauce; asimismo, arrastran sedimentos (en el presente caso se trataba de material de fragmentos angulosos de naturaleza cuarcítica propios de la zona, duros y altamente abrasivos) hacia las zonas bajas configurando

---

227 Folios 433 del expediente:

"Como lo observaron los inspectores, el lugar de la ruptura coincide con el punto de cruce de una corriente de agua con el derecho de vía de la tubería. Las marcas direccionales a lo largo de la tubería indican patrones de desgaste correspondientes a materiales abrasivos arrastrados en el flujo de la corriente. (…)".

228 Folio 260 reverso.

229 Escrito con Registro N° 2019-E01-068208.

230 Petroperú precisó que en las cordilleras se mezclan los flujos de aire, es decir, el aire caliente con el aire frío, y es ahí donde se habrían cocentrado las precipitaciones por causa de la corriente del Fenómeno El Niño

escenarios imprevisibles; es decir, no es posible determinar la activación de la quebrada, su caudal y los sedimentos de arrastre, como se observa:

Tabla N° 28: Fotografías del Escrito del 12 de julio del 2017

 Evidencia del daño del recubrimiento en la parte superior de la tubería	 Corriente de agua que circula sobre la tubería en el KM 206 del ORN

374. En el Informe Análisis del Segmento de Tubería de Progresiva KM 206+035 16" ORN[231] se precisó que cuando llueve, de las partes altas de la cordillera se aporta gran cantidad de agua al área donde ocurrió la falla, la cual arrastra el material particulado que causó la abrasión del segmento de tubería y su posterior falla.

375. Al respecto, cabe indicar que, la zona de la progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP corresponde a una zona de selva con precipitaciones frecuentes, conforme se advierte del PAMA del ONP[232] y del Mapa Climático del Perú publicado por el Senamhi (ver Anexo 13 de la presente Resolución)[233]; por lo tanto, el administrado no ha acreditado que tales aportes de agua con arrastres de material particulado que causaron la abrasión de la tubería sea un acontecimiento súbito.

376. En efecto, del registro mensual de las precipitaciones de la Estación meteorológica de San Lorenzo (estación meteorológica cercana al KM 206+035 ORN) se advierte que de los diez (10) meses monitoreados entre enero del 2015 y enero del 2016, ocho (8) presentaron precipitaciones mayores al del mes de la emergencia ambiental (febrero del 2016), conforme se aprecia en el siguiente gráfico:

---

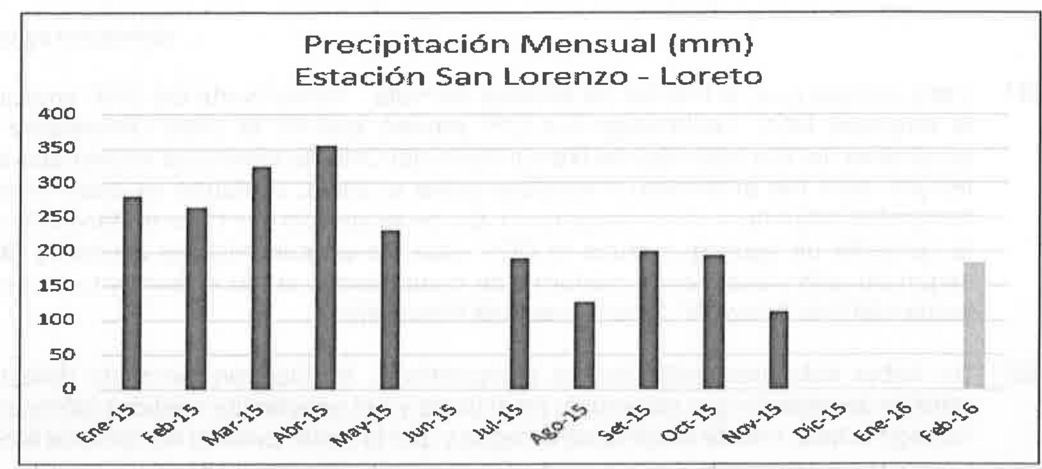
[231] Folio 432 del expediente.

[232] PAMA del ONP, aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995:

"IV. Caracterización del Ambiente
(...)
B.Medio Biológico
1.Ecosistemas
a) Sector Oriente
(1) Ecosistemas – Relaciones Ecológicas
Las estaciones· correspondientes al Oleoducto, Sector Oriente, se encuentran ubicadas en la Selva Baja, en las zonas de vida bosque húmedo tropical y bosque muy húmedo tropical, caracterizadas por presentar temperaturas· cuyos promedios anuales máximo es 31.4°C y mínimo de 21.3°C, con. Humedad relativa promedio anual de 81.72% y promedio de precipitación diaria de 9,3 mm."

[233] Disponible en https://www.senamhi.gob.pe/?&p=mapa-climatico-del-peru (Consultado el 09 de mayo del 2019).

Gráfico N° 3: Precipitación mensual de la estación San Lorenzo



Fuente: Descarga de datos meteorologicos del Senamhi (https://www.senamhi.gob.pe/)
Elaboración: DFAI

377. En tal sentido, siendo que las altas precipitaciones son constantes en la zona, se desprende el evento no se produjo por un hecho súbito, sino que siendo constante el alto nivel de las precipitaciones presentadas (propias de la zona conforme a lo recogido en el PAMA del ONP) se advierte que la falla se produjo producto de una acción abrasiva prolongada.

378. Por lo desarrollado precedentemente, se desestima el argumento del administrado que el proceso de desgaste por abrasión que afectó al oleoducto en la progresiva Km 206+035 ORN fue causado por una "torrentera" (evento súbito no prolongado) activada por el Fenómeno del Niño.

379. En este punto, corresponde analizar si el desgaste abrasivo presentado en la tubería se debió a un fenómeno natural (factor externo) que cumpla con las condiciones de ser imprevisible, irresistible y extraordinario; pues sólo en tal caso nos encontraremos ante un supuesto de ruptura del nexo causal, conforme a lo desarrollado en el acápite titulado *"Sobre la presunta ruptura del nexo causal"* que forma parte de las cuestiones procedimentales de la presente Resolución.

a) Irresistible:

380. En este punto, se debe indicar que, la perdida de espesor de la pared de las tuberías es una situación frecuente que se presenta en los ductos de transporte de hidrocarburos, por lo cual, los titulares deben efectuar acciones de inspección y monitoreo. En dicha línea, en el PAMA del ONP, Petroperú se comprometió a tomar las siguientes medidas de mantenimiento[234]:

> **PAMA del ONP**
> *"(…)*
> *1.2. Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ONR, las que consisten en:*
> - *inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; e*
> - *inspección geométrica.*
>
> *(…)*
> *1.3. Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto:*
> - *realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de*

[234] De acuerdo a lo señalado en las páginas 2 y 3 de la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA, en virtud del cual se aprobó la modificación del impacto N° 19 del PAMA – "Evaluación e instalación de válvulas en cruces de ríos".

presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo."

(Subrayado agregado)

381. Cabe señalar que, el Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP emitido por la empresa MCC Technology S.A.C[235] precisó que en la zona circundante a la progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP, la tubería se encontraba sobre terreno seco (no enterrada) y apoyada sobre el suelo; conforme se observa en las fotografías adjuntas a dicho documento; donde se aprecia que tanto el oleoducto como la corriente de agua que cruza el DDV eran plenamente visibles a efectos de ser inspeccionada visualmente, conforme se comprometió en su instrumento de gestión ambiental (ver Anexo N° 5 de la presente Resolución).

382. De haber sido ejecutados dichos compromisos, le hubieran permitido detectar la pérdida de espesor que se produjo en el ducto y así adoptar las medidas idóneas para corregir la falla, resistir la corriente de agua y, por lo tanto, evitar el derrame de Morona.

383. Cabe indicar que la Norma Técnica Internacional ASME 31.4, la cual, de acuerdo al Artículo 7° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM es aplicable al trasporte de hidrocarburos líquidos por ductos, indica que los defectos tales como la pérdida de espesor de las tuberías deben ser retirados o reparados conforme a los métodos de reparación y limitaciones que señala dicha norma[236].

384. De acuerdo a lo señalado por el administrado[237], en el procedimiento de Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP, éste ya ha reparado tuberías en el Tramo II del ONP en las cuales detectó pérdida de espesor (pérdida de metal) mediante raspatubos electromagnéticos; siendo el método de reparación empleado la colocación de camisas de refuerzo sobre la tubería.

385. En tal sentido, se advierte que la pérdida de espesor es susceptible de ser reparada mediante las técnicas empleadas por la industria, las cuales el administrado ya ha ejecutado en otros sectores del ONP.

386. Por tanto, el derrame por la pérdida de espesor debido a un proceso abrasivo provocado por la corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente hasta el punto en el que se produjo la falla pudo ser evitado por Petroperú mediante las técnicas empleadas por la industria, tales como la colocación de camisas de refuerzo, retiro de la tubería dañada con su correspondiente reemplazo, colocación de marcos H, entre otras medidas. Por lo tanto, no nos encontramos ante un supuesto de irresistibilidad.

b) Imprevisible

387. De acuerdo al PAMA del ONP[238], el sector Oriente del ONP (que comprende a la Estación 5 y la progresiva del Km 206+035 del ORN) se encuentra ubicado en la selva

---

235 Informe de Análisis de Falla - Ramal Norte del ONP emitido por la empresa MCC Technology S.A.C., que obra en el Folio 475 del Expediente.

236 **Norma Técnica Internacional ASME B31.4 – 2012 – Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.**
"451.6.2.9 Permanent Repairs
Defects may be removed or repaired by one or more of the methods described below subject to the limitations listed for each type of defect and repair method (see Tables 451.6.2.9-1 and 451.6.2.9-2 for some aceptable methods)
(...)

237 Diapositivas 20 y 21 de la presentación en formato digital PDF mostrada por Petroperú en la Audiencia de Informe Oral de fecha 22 de mayo 2019.

238 PAMA del ONP, aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995:

"IV. Caracterización del Ambiente
(...)
B.Medio Biológico
1.Ecosistemas
a) Sector Oriente
(1) Ecosistemas – Relaciones Ecológicas

baja, en zonas de bosque muy húmedo tropical, con un promedio de precipitación pluvial diaria de 9.3 mm.

388. En esa misma línea, de acuerdo al Mapa Climático del Perú publicado por el Senamhi (ver Anexo 6 de la presente Resolución)[239], la ubicación de la Estación 5 y la progresiva del Km 206+035 del ORN corresponden a lugares con clima de selva tropical muy húmeda, cuya característica es ser un clima muy lluvioso, con precipitaciones abundantes durante todo el año.

389. Por lo tanto, se verifica que no se trata de fenómenos climatológicos imprevisibles para el administrado; menos aún si en su propio instrumento de gestión ambiental Petroperú dio cuenta de los niveles altos de precipitación de la zona donde se presentó la falla.

c) Extraordinario

390. De acuerdo los Mapas de Anomalía Mensual de Precipitación correspondientes a los meses de enero y febrero de 2016[240], publicado por el Senamhi, se advierte que en dichos meses no se registraron precipitaciones extraordinarias o anómalas por exceso respecto de los promedios históricos de precipitación registrados en las estaciones meteorológicas cercanas a la progresiva del Km 206+035 del ORN, conforme se aprecia en el Anexo 13 de la presente Resolución Directoral.

391. Petroperú presentó el *Boletín Climático Nacional enero 2016-SENAMHI* a fin de acreditar un evento de precipitaciones extraordinarias en la zona de la emergencia; para tal efecto, el administrado indica que este se habría realizado en periodos breves y comprendía un superávit de precipitación entre 40% y 50%.

392. No obstante, contrariamente a lo alegado por el administrado, de la revisión a dicho boletín se advierte que las precipitaciones en el mes de enero en la zona materia de análisis presentaron menores valores a lo habitual, conforme se aprecia en las Tablas 10 y 11 del citado documento:

Tabla N° 29: Boletín Climático Nacional enero 2016-SENAMHI

Mayores deficiencias de precipitación, en términos porcentuales (por debajo de su variabilidad normal) se presentaron en:
Tabla 10. Deficiencias de precipitación en algunas localidades del país durante enero

Las estaciones correspondientes al Oleoducto, Sector Oriente, se encuentran ubicadas en la Selva Baja, en las zonas de vida bosque húmedo tropical y bosque muy húmedo tropical, caracterizadas por presentar temperaturas cuyos promedios anuales máximo es 31.4°C y mínimo de 21.3°C, con. Humedad relativa promedio anual de 81.72% y promedio de precipitación diaria de 9,3 mm."

239 Disponible en https://www.senamhi.gob.pe/?&p=mapa-climatico-del-peru https://www.senamhi.gob.pe/?&p=condiciones-climaticas (Consultado el 13 de julio del 2019).

240 Ibídem.



SECTOR	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	ALTITUD (MSNM)	ESTACIÓN	ANOMALÍA (%)
Costa norte	Piura	Talara	252	El Alto	100%
	La Libertad	Trujillo	30	Trujillo	100%
	Lambayeque	Chiclayo	180	Oyotún	80%
	Tumbes	Contralmirante Villar	159	Cañaveral	80%
Costa sur	Ica	Palpa	340	Palpa	100%
	Arequipa	Caravelí	20	Punta Atico	100%
	Tacna	Tacna	545	Jorge Basadre	90%
Sierra norte	Cajamarca	Contumazá	2610	Contumaza	34%
Sierra centro	Lima	Cañete	721	Pacarán	100%
	Ancash	Bolognesi	3382	Chiquián	90%
	Huancavelica	Angaraes	3513	Lircay	65%
	Junín	Yauli	4479	Marcapomacocha	65%
	Huánuco	Ambo	3060	San Rafael	68%
Sierra sur	Arequipa	Caravelí	1779	Caravelí	100%
	Moquegua	Mariscal Nieto	2091	Yacango	100%
	Ica	Pisco	844	Huancano	100%
	Ayacucho	Paucar del Sara Sara	2652	Pauza	100%
	Tacna	Candarave	3435	Candarave	97%
Selva	San Martín	Bellavista	247	Bellavista	97%
	Loreto	Maynas	95	San Roque	70%
	Amazonas	Chachapoyas	2450	Chachapoyas	60%
	Junín	Chanchamayo	1061	San Ramón	60%
	Cajamarca	San Ignacio	1528	Chirinos	50%
	Amazonas	Utcubamba	410	Bagua Chica	40%

Excesos de mayor magnitud, en términos porcentuales (por encima de su variabilidad normal) se presentaron en:

Tabla 11. Excesos de precipitación en algunas localidades del país durante enero

SECTOR	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	ALTITUD (MSNM)	ESTACION	ANOMALÍA (%)
Costa norte	Piura	Morropón	109	Morropón	> 100%
	Lambayeque	Chiclayo	67	Sipán	> 100%
	La Libertad	Pacasmayo	105	Talla (Guadalupe)	70%
Sierra norte	Lambayeque	Ferreñafe	2050	Incahuasi	> 100%
	Cajamarca	San Miguel	2424	Niepos	> 100%
	Piura	Huancabamba	2142	Huarmaca	> 100%
Sierra central	Junín	Huancayo	3186	Viques	30%
Sierra sur	Cusco	Quispicanchi	3150	Cay cay	30%
Selva	San Martín	Tocache	450	Tananta	40%

Elaboración: DFAI.

393. Por tanto, considerando que (i) la Estación 5 y la progresiva del Km 206+035 del ORN se ubican en una zona de selva muy lluviosa, con abundantes precipitaciones pluviales durante todo el año conforme al Mapa Climático del Perú publicado por el Senamhi, (ii) del PAMA del ONP, se advierte que el administrado tenía pleno conocimiento que la progresiva del Km 206+035 del ORN se encuentra en un zona de bosque muy húmedo tropical, con un promedio de precipitación pluvial diaria de 9.3 mm; y que, (iii) según el Mapa de Anomalías de Precipitación Mensual no se evidencia que en la zona hubo lluvias de intensidad anómala por exceso durante los meses de enero y febrero de 2016, se concluye que Petroperú no ha acreditado una situación climática extraordinaria, toda vez que la presencia de lluvias abundantes es una condición regular en la zona de la emergencia ambiental, situación que administrado debía estar en condiciones de afrontar, por tener pleno conocimiento de la misma.

394. En tal sentido, se concluye que las condiciones climatológicas presentes al momento en que se produjo la falla del ducto en la progresiva del Km 206+035 del ORN no tiene las características de ser imprevisible, irresistible y extraordinario; por lo tanto, no se ha configurado la ruptura del nexo causal; quedando desestimado lo alegado por el administrado.

a.4. Sobre las observaciones del administrado que constan en el Acta de Supervisión del 11 de febrero del 2016

395. Petroperú señaló que la falla se debió a un acto de la naturaleza; por cuanto, el 6 de febrero del 2016, un poblador de la zona refirió a los medios de prensa que el evento se produjo como consecuencia de la caída de un rayo sobre la tubería; por lo que, planteó realizar la investigación de la falla por una empresa especializada con ensayos no destructivos (líquidos penetrantes y ultrasonidos) y extraer una muestra de la parte dañada para someterlo a prueba de un laboratorio de metalurgia.

396. Conforme a lo desarrollado precedentemente, ha quedado acreditado que la falla del ducto del Km 206+035 del ORN se originó debido a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente el cual desgastó el espesor de la tubería; ello en la medida que el administrado no adoptó las medidas de mantenimiento preventivo/predictivo contempladas en el PAMA del ONP a fin de prevenir y corregir el proceso abrasivo del ducto que finalizó con una emergencia ambiental.

a.5. Sobre los documentos presentados para acreditar la supuesta subsanación voluntaria

397. Sin perjuicio de lo desarrollado sobre el carácter no subsanable del hecho imputado. A continuación, se realiza el análisis los medios probatorios presentados, a fin de determinar si en algún extremo desvirtúan la presente imputación:

Tabla N° 30: Documentos del Anexo 1.E[241]

<table>
<tr><th>Documento</th><th>Contenido</th></tr>
<tr><td>"Pase de Raspatubos de Limpieza Antes y Después del Evento en el Km 206+035 (03.02.2016) Tramo ORN"</td><td>El documento contiene doce (12) cuadros de registro del pase de raspatubos en el ORN y en el Tramo I del ONP correspondiente a los años 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.</td></tr>
<tr><th colspan="2">Análisis</th></tr>
<tr><td colspan="2">De los registros presentados por el administrado, cuatro (4) se refieren a actividades de pase de raspatubos que se habrían efectuado de la Estación 1 a la Estación 5; de la Estación 5 a la Estación 7; de la Estación 7 a la Estación 9 y de la Estación 9 al Terminal Bayóvar[242]; las cuales corresponden al Tramo I y II del ONP; por lo tanto, no guardan relación al derrame ocurrido en la progresiva del Km 206+035 del ORN.

Por otro lado, de la revisión de los registros correspondientes al ORN, sólo se advierte el pase de un raspatubo electromagnético (MFL electrónico) a través del ORN. No obstante, respecto del mencionado registro se presentan las siguientes observaciones:

(i) Corresponde al mes de abril 2018; es decir, con posterioridad al Derrame de Morona.
(ii) No fue sustentado con informes de resultados de las inspecciones internas efectuadas en el ducto mediante dicho raspatubo.
(iii) No se ha indicado que tal herramienta haya inspeccionado específicamente la progresiva del Km 206+035 del ORN.

Asimismo, se advierte el pase de un raspatubo geométrico a través del ORN; respecto del cual se presentan las siguientes observaciones:

(i) Corresponde al mes de junio del 2017; es decir, con posterioridad al Derrame de Morona.
(ii) No fue sustentado con informes de resultados de las inspecciones internas efectuadas en el ducto mediante dicho raspatubo.
(iii) No se ha indicado que tal herramienta haya inspeccionado específicamente la progresiva del Km 206+035 del ORN.</td></tr>
</table>

241 Folios 181 al 185 del Expediente.

242 Folio 185 del Expediente.

Por tanto, se concluye que el registro del pase del raspatubos electromagnético y geométrico presentado no por el administrado no acredita el cumplimiento de la obligación de efectuar inspecciones internas de la tubería mediante raspatubos electromagnéticos y geométricos. Finalmente, con relación a las actividades de pase de raspatubos de limpieza, conforme a lo señalado precedentemente, son medidas de mantenimiento no relacionadas con la causa de la falla (proceso abrasivo por agente externo).

Tabla N° 31: Documentos del Anexo 1.F[243]

Documento	Contenido
Carpeta: "2016-02-22_INF ANALISIS DE FALLA_MCC TECH_KM 206+035" • 2. OTT 4100004336_Análisis de Falla_MCC TECHNOLOGY.pdf • 2016-02-22_INF ANALISIS DE FALLA_MCC TECH_KM 206+035.pdf	Informe de Análisis de Falla Ramal Norte del ONP y la Orden de Trabajo a Terceros por dicho servicio.
Carpeta: "2016-02-22_INF TECNICO REFORZAM_ATAC SAC_KM 206+035" • 3. OTT 4100004249_Insp. Encamisetado_ATAC.pdf • 3.2 INFORME DE INSPECCIÓN -REP UT -KM 206 RAMAL NORTE.pdf • 3.3 Reporte Tintes Penetrantes Km 206 ORN.pdf • 2016-02-22_INF TÉCNICO REFORZAM_ATAC SAC_KM 206+035.pdf	La contiene la siguiente documentación: (i) informe de inspección de medición de espesores del ducto en el punto ubicado en el Km 206+035 del ORN y las cinco tuberías contiguas a cada extremo; ii) el reporte de inspección por tintes penetrantes de las cuatro camisas soldadas colocadas en el ducto del Km 206+035 del ORN; iii) el Informe técnico de inspección de las camisas colocadas como refuerzo sobre el ducto; y iv) la orden de trabajo por los servicios citados efectuados en febrero del 2016.
Carpeta: "2016-07_DOSSIER CALIDAD REFORZAM KM 206+035_ATAC SAC" • 1. Ubicación mapa google.pdf • 2. Cronograma de ejecución.pdf • 3. Formato de estado de terreno.pdf • 4. Procedimiento de fabricación de camisas.pdf • 5. Procedimiento de instalación de camisas.pdf • 6. Procedimiento especifico de soldadura.pdf • 7. Registro de calificación de soldores.pdf • 8. Formato de control de instalación de camisas.pdf • 9. Formato de control dimensional de camisas.pdf • 10. Reporte de ultrasonido medición de espesores.pdf • 11. Formato de control de proceso de soldadura.pdf • 12. Registro de inspección visual durante el proceso de soldadura.pdf • 13.1 informe de inspección visual.pdf • 13.2 informe de inspección visual.pdf • 14. Reporte de tintes penetrantes.pdf • 15.1 plano de ubicación de area de inspeccion.pdf • 15.2 plano de ubicación de area de inspeccion.pdf • 16.1 plano de ubicación de área de puntos relevantes.pdf • 16.2 plano de ubicación de área de puntos relevantes.pdf • 17.1 plano de ubicación de área de camisas.pdf • 17.2 plano de ubicación de área de camisas.pdf • 18. Formato de control de aplicación de recubrimiento.pdf • 19. Formato de control de revestimiento y recubrimiento.pdf • 20. Procedimiento para establecer los requisitos para realizar ensayos no destructivos.pdf • 21. Procedimiento de inspección visual.pdf • 22. Procedimiento de medición de espesores.pdf • 23. Procedimiento de tintes penetrantes.pdf • 24. Certificados de personal técnica no destructiva.pdf • 25. Certificado de Calidad de Camisas.pdf • 26. Certificado de Calidad de Electrodos.pdf	Dossier de calidad del trabajo de reforzamiento del ducto ubicado en el Km 206+035 del ORN, mediante el soldeo de camisas de refuerzo colocadas en febrero del 2016. Se incluye la ubicación, cronograma, procedimientos, la fabricación de las camisas, la inspección del trabajo ejecutado y la certificación de la calidad de las camisas, materiales y personal soldador, entre otros.

243 Contenido en el DVD que obra en el folio 475 del Expediente (Carpeta 206 ORN).

Carpeta: "2017-04-22 AL 25_Km 206+035 ORN_INF INSPECC CAMBIO TUB_INTERINSPECT" • 1. Informe Cambio tubería KM 206+035.pdf • 2. Reporte RT Km 206+035.pdf • 3. Planos Km 206+035.pdf • 5. CL 4100005849_Extracción de Muestras_AMDP.pdf • **Carpeta 5.1 KM 206+035_DOSSIER AMDP** • 1. CARATULA E INDICE.pdf • 2. ACTA DE ENTREGA.pdf • 3. PROCEDIMIENTOS.pdf • 4. PLANOS SPLIT TEE.pdf • 5. CERTIFICADOS DE MATERIALES.pdf • 6. CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS.pdf • 7. HOMOLOGACIONES.pdf • 8. ACTAS DE INSPECCIÓN.pdf • 9. REGISTROS DE CAMPO.pdf • Informe de Inspección de Cambio tubería KM 206+035 • Plano KM 206+035 ORN - 3880-G-PL-000005_1.PDF • Registros de Variables Operativas de Soldadura KM • **Carpeta Fotos** o IMG-20171115-WA0010.jpg o IMG-20171115-WA0011.jpg o IMG-20171115-WA0012.jpg o IMG-20171115-WA0013.jpg o IMG-20171115-WA0014.jpg o IMG-20171115-WA0015.jpg o IMG-20171115-WA0016.jpg o IMG-20171115-WA0017.jpg • **Carpeta Informe Inspección cambio de tubería KM 206+035** o Informe Cambio tubería KM 206+035.pdf o Planos Km 206+035.pdf o Reporte RT Km 206+035.pdf • **Carpeta Seguridad** o AST.pdf o DDP y Capacitaciones.pdf o Inspecciones.pdf o LIBERACIÓN DE DOSSIER - KM 206.pdf o PT - KM 206.pdf o REPORTE - KM 206 - AMDP Norte.pdf	Informe de inspección del reemplazo de tuberías efectuado en la progresiva del Km 206+035 del ORN, que incluyen los ensayos de inspección visual, medición de espesores, radiografía industrial, planos de las tuberías colocadas, entre otros, realizados en el mes de abril de 2017.
Carpeta: "2017-05_INF INSTALAC SOPORTES H_KM 206_SERVICORROSIÓN" • 2017-05_INF INSTALAC SOPORTES H_KM 206_SERVICORROSION • 4. OTT 4100006077_Soportes H_SERVICORROSION.pdf	Informe de la instalación de soportes H en la progresiva del Km 206+035 del ORN y la orden de trabajo por este servicio realizado en el mes de mayo de 2017.
Análisis	
Dicha documentación se refiere al análisis de la falla ocurrida en la progresiva del Km 206+035; la ejecución de inspecciones del trabajo de reforzamiento del ducto mediante camisetas metálicas efectuada en febrero 2016; la ejecución e inspecciones del reemplazo de las tuberías de la progresiva citada efectuada en abril de 2017; y, la colocación de soportes H bajo el ducto, entre otras medidas de mantenimiento correctivo. Si bien dichas labores corresponden a actividades de mantenimiento, éstas fueron realizadas con posterioridad al Derrame de Morona, a efectos de reparar la falla ocurrida en la progresiva del Km 206+035 del ORN (mantenimiento correctivo), por lo cual, no corresponden a las actividades de mantenimiento preventivo definidas en el PAMA del ONP, las cuales tiene por finalidad prevenir la generación de impactos negativos al ambiente.	

Elaboración: DFAI.

398. Sin prejuicio de lo señalado, los medios probatorios sobre las actividades de mantenimiento correctivo que habrían sido efectuados por el administrado en la progresiva del Km 206+035 del ORN, serán evaluadas en el acápite correspondiente al análisis de la procedencia de las medidas correctivas.

a.6. Sobre la verificación de la actuación negligente del administrado

399. En el informe oral del 8 de julio del 2019, Petroperú afirmó que la causa de la emergencia no se debe a alguna negligencia del operador y que, en dicha línea, el Osinergmin señaló que no hay una actuación negligente de su parte.

400. En el escrito de descargos al IFI, Petroperú alegó que OSINERGMIN archivó su PAS considerando que la falla se debió a un proceso abrasivo de origen natural; en este contexto, añade que habiendo presentado el Informe de ATAC, SNC Lavalin se pretende sancionarlos por eventos en los que no son responsables por dolo o culpa.

401. Al respecto, se reitera que el Artículo 18° de la Ley del Sinefa establece un régimen de responsabilidad objetiva en materia ambiental. Dicho régimen implica que la autoridad de fiscalización ambiental acredite la existencia de los hechos que evidencien el incumplimiento de obligaciones ambientales y que ello sea atribuible a acciones u omisiones del administrado, sin que exista la necesidad de probar la existencia de dolo o culpa; esto es, no corresponde probar el carácter culpable o negligente de dicha conducta.

402. Sin perjuicio de lo señalado, cabe precisar que de la revisión al Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 y la resolución Directoral N° 2695-2017-OS/DSHL, se advierte que el análisis del OSINERGMIN consistió en determinar que la causa del derrame (proceso abrasivo) no corresponde a su imputación de cargos (corrosión), motivo por el cual concluyó archivando su PAS; no emitiendo un pronunciamiento expreso que señale que respecto del derrame de Morona Petroperú cumplió con los compromisos establecidos en el PAMA del ONP.

403. Con relación al Informe de SNC Lavalín y los informes de ATAC, de estos se desprende que la causa de la falla del ducto del Km 206+035 del ORN se originó debido a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente, el cual desgastó el espesor de la tubería, conforme a lo desarrollado en la presente resolución, sin embargo, no acreditan que Petroperú adoptó las medidas de prevención contempladas en el PAMA del ONP que hubieran permitido corregir dicho proceso abrasivo a fin de evitar la emergencia presentada.

a.7. Otros alegatos presentados por el administrado

404. Petroperú indicó que no hay una relación directa entre la causa de la falla y la falta de mantenimiento, al respecto señaló que ello se encuentra acreditado con el Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 y el Numeral 9.1 del Informe de Lavalín, para tal efecto, el administrado realizó las siguientes citas textuales:

> ***Informe Final de Instrucción N° DSHL -1979-2017***
>
> *"El Informe Final de Instrucción N° DSHL -1979-2017 del 18.12.2017 emitido por OSINERGMIN, en el Exp. N° 2016-17532-OSINERGMIN, señala:*
>
> *En este caso, lo compañía MCC Tectinology ha señalado en el Informe de Análisis de Falla que lo que causó la fisura en el ducto V el consecuente derrame, fue el **desgaste acelerado** del metal por un de abrasión causado por agente externos, por tanto, se puede confirmar que el revestimiento únicamente se puede ver afectado por acción extrema, la cual se puede verificar por la existencia de un proceso de abrasión."*
>
> **Informe de Lavalín**
>
> *"Se puede inferir que el fenómeno de abrasión de la tubería fue ocasionado por un evento de avenida repentina de magnitud importante del drenaje natural que discurre hacia el KM 206+035 del ORN, en donde las areniscas semiconsolidadas y arenas, fueron fácilmente erosionadas y arrastradas por la*

fuerza de la corriente y el material particulado fue transportado por el curso de agua a gran velocidad, impactando y desgastando por abrasión el segmento de tubería en estudio, produciendo su posterior falla (ver Ilustración No 5.).

Es de entender que la probabilidad de ocurrencia de las avenidas repentinas de cierta magnitud en el área son fenómenos originados por el carácter aleatorio de las precipitaciones torrenciales, es decir que estos eventos son de carácter imprevisible.

Usualmente el flujo de escorrentía del agua lluvia que se presenta en el área no representa un riesgo para las personas que realizan los patrullajes. sin embargo, se convierte en un asunto de importancia o muy significativo, cuando se presentan precipitaciones torrenciales que generan avenidas repentinas, como es el caso que nos ocupa en el presente informe."

405. Al respecto, conforme a lo desarrollado en el Numeral a.2 del acápite correspondiente al análisis de los descargos de la presente imputación, la ejecución de inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica (medidas de mantenimiento contempladas en el PAMA del ONP) habrían permitido prevenir y corregir el proceso abrasivo del ducto y; en consecuencia, prevenir la emergencia. En tal sentido, sí existe una relación directa entre la causa de la falla (proceso abrasivo) y la falta de adopción de las referidas medidas de mantenimiento.

406. Sin perjuicio de lo señalado, con relación al Informe Final de Instrucción N° DSHL - 1979-2017, corresponde aclarar que de la lectura dicho documento se advierte que OSINERGMIN no emitió las afirmaciones que Petroperú le atribuye; sino que éstas corresponden a los descargos del administrado en el PAS tramitado en dicho organismo; en tal sentido, lo señalado por Petroperú no corresponde a la verdad de los hechos, como se aprecia a continuación:

Informe Final de Instrucción N° DSHL -1979-2017

"4. Sustentación de los Descargos

La empresa fiscalizada manifestó lo siguiente:

4.1 Respecto al incumplimiento N° 1, manifestó que conforme se desprende del Artículo 54° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, dicha obligación estaría prevista para tuberias que se encuentren bajo tierra; sin embargo, el Tramo del Ramal Norte se encuentra casi en su totalidad apoyado sobre el terreno, por lo que no se habría configurado dicha conducta.

Agrega que, la necesidad de colocar revestimientos en el ONP está prevista desde su construcción y tiene la finalidad de proteger la tubería de las condiciones externas del entorno en el que se encuentra por todo el plazo del proyecto, Este recubrimiento FBE es además, compatible con el sistema de protección catódica y sistema complementario de revestimiento.

Asimismo, se efectúa el mantenimiento continuo al revestimiento, realizados (sic) a través de los Planes de Mantenimiento que les son notificados de manera anual a Osinergmin, para lo cual ofrecen un Informe Técnico, en el que se explica detalladamente el porqué del carácter definitivo del revestimiento.

En este caso, la compañía MCC Technology ha señalado en el Informe de Análisis de Falla que lo que causó la fisura en el ducto y el consecuente derrame, fue el desgaste acelerado del metal por un proceso de abrasión causado por agente externo, por tanto, se puede confirmar que el revestimiento únicamente se puede ver afectado por acción externa, la cual se puede verificar por la existencia de un proceso de abrasión."

(Énfasis agregado)

407. Con relación al Numeral 9.1 del Informe de SNC Lavalín del 16 de enero del 2018, cabe indicar que este hace una descripción general de los aspectos más relevantes de hidrografía, geomorfología, relieve, geología y estratigrafía presente en el entorno del KM 206+035.

408. De dicho informe, se advierte que este sólo infiere que la abrasión de la tubería habría sido ocasionada por una avenida repentina de agua con arrastre de arena que habría desgastado la tubería, originada por lluvias torrenciales. Ahora bien, cabe indicar que dicho informe entra en contradicción pues previamente afirmó que la tubería del Km 206+035 del ORN estuvo sometida a la acción abrasiva constante[244] de la arena transportada por la corriente de agua que cruza el DDV del ORN en época invernal[245].

409. En efecto, la ocurrencia de lluvias torrenciales en la zona del Km 206+035 del ORN es un hecho frecuente en la medida que la zona corresponde a una zona con clima de Selva Tropical Muy Húmeda con abundantes precipitaciones durante todo el año (ver Anexo 13 de la presente resolución), por lo cual, la ocurrencia de lluvias torrenciales no es un fenómeno imprevisible ni extraordinario.

410. En tal sentido; ni el Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 ni el Numeral 9.1 del Informe de Lavalín, demuestran la ausencia de relación directa entre la causa de la falla y la falta de mantenimiento.

411. Por otro lado, Petroperú señala que el OEFA pretende declarar responsabilidad por no haber eliminado los riesgos en el ONP cuando el propio Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece que toda empresa debe contar con un Plan de Mantenimiento con el propósito de minimizar el nivel de riesgo de la actividad, al permitir la detección y el manejo oportuno de los defectos críticos, para asegurar un nivel óptimo de confiabilidad en la operación, reduciendo o evitando lo ocurrencia de fallas eventuales. Tal es así que en el escrito del 15 de agosto del 2019(sic)[246] se han presentado todos los trabajos de mantenimiento desarrollados en el marco del cumplimiento de nuestro programa de mantenimiento.

412. Al respecto, de acuerdo al Numeral 10.1 del Artículo 10° de la Ley del SEIA, el contenido mínimo que la legislación ambiental requiere para los instrumentos de gestión ambiental comprende la identificación, la caracterización de las implicaciones y los impactos ambientales negativos que ocasionará el proyecto, así como las estrategias y medidas de manejo ambiental. En tal sentido, las medidas y/o compromisos asumidos por el propio administrado en el PAMA del ONP que la autoridad certificadora aprobó, se traduce en compromisos específicos que Petroperú se encuentra obligado a cumplir; por lo tanto, no puede apartarse ni desconocer los compromisos de dicho instrumento, ello en la medida que la autoridad certificadora lo aprobó a fin de que realicen sus actividades con un adecuado manejo ambiental del proyecto.

413. Sin perjuicio de lo señalado, cabe precisar que, de la revisión a los medios probatorios presentados por el administrado en el escrito de descargos a inicio, se advierte que estos no acreditan la ejecución de las medidas de mantenimiento imputadas en el presente extremo del PAS, conforme a lo desarrollado en la presente Resolución.

414. Finalmente, en el Informe Oral del 8 de julio del 2019, Petroperú precisó que este fenómeno de la abrasión por agente externo fue el primer caso que se detectó dentro

---

[244] **Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española**
(...)
3. adj. Dicho de una cosa: Persistente, durable.
4. adj. Continuamente reiterado. U. t. c. s. f. *La ironía es una constante en su obra.*

Disponible en: https://dle.rae.es/?id=AQymQN7

[245] ***"9.1 Descripción de aspectos físicos del entorno al área KM 206+035***
(...)
*Los afluentes del río Morona sobre su margen derecha, así como el drenaje en general del área del KM 206+035 discurren en dirección de **O** a **E** lo que significa que cruzan el ORN en forma casi ortogonal, lo cual durante la época invernal la tubería del ORN en el KM 206+035 estuvo sometida a la abrasión constante de arena transportada por el agua."*

[246] Encontrándonos en el mes de julio del 2019, resulta físicamente imposible que el administrado haya presentado un escrito el 18 de agosto del presente año. Sin embargo, a fin de salvaguardar su derecho de defensa, se considerará al escrito presentado el 18 de agosto del 2018.

de los 42 años de operación del Oleoducto, por lo cual, al tomar conocimiento se realizó un patrullaje por el ORN, y posteriormente, al encontrarse características similares en otros puntos del Oleoducto, se realizó una evaluación a través de la empresa especializada ATAC, la cual encontró una pérdida de valor metálico de la pared externa de la tubería externa en el km 192+120 del ORN sin presencia de corrosión o daño mecánico externo. Esta inspección se realizó de acuerdo a los requerimientos del código ASME Secc V en conjunción con el API 1104 y las prácticas recomendadas de inspección visual.

415. Para acreditar lo señalado, el administrado adjuntó el informe de evaluación km 192+120 Ramal Norte del ONP (Anexo 4 del escrito del 12 de julio del 2019 con Registro N° 068208), el informe de las acciones ejecutadas de encamisetado del Oleoducto en el km 192+120 del ORN (Anexo 5 del escrito del 12 de julio del 2019 con Registro N° 068208).

416. Sobre el particular, corresponde señalar que independientemente que fuera la primera vez en que se presente una emergencia ambiental debido a un proceso abrasivo, ello no exime de responsabilidad administrativa a Petroperú; una vez que se verifica la comisión del hecho constitutivo de la infracción (no cumplir con efectuar las medidas de mantenimiento contempladas en el PAMA del ONP) el sujeto infractor responde por el incumplimiento. Ello, sin perjuicio que en reiteradas ocasiones Petroperú ha sido declarado responsable por incumplir compromisos ambientales referidos a las medidas de mantenimiento del Oleoducto[247].

417. Sin perjuicio de lo señalado, corresponde recalcar que en el escrito presentado el 12 de julio del 2019 el propio administrado ha señalado que la ejecución de inspecciones y evaluaciones le permitió detectar otro proceso abrasivo (pérdida de valor metálico de la pared externa de la tubería externa en el km 192+120 del ORN sin presencia de corrosión o daño mecánico externo) el cual, de acuerdo a lo indicado por Petroperú, habría sido atendido con la instalación de cuatro (4) camisas sobre este tramo de tubería, como medida preventiva de reforzamiento, cuyo procedimiento estaría de acuerdo con lo requerido por el código API 1104 apéndice B, tubería en servicio.

b. Conclusión

418. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del ORN, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 10 de la Resolución Subdirectoral 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM que varió la Resolución Subdirectoral 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM[248], conforme al siguiente detalle:

Tabla N° 32: Conductas infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con

[247] Expediente 341-2014-OEFA-DFSAI/PAS (Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI)
Expediente 013-2013-OEFA/DFSAI/PAS (Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA/DFSAI)

[248] Cabe indicar que la responsabilidad administrativa recae en todos los extremos del hecho imputado materia de análisis, excepto la obligación referida las inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.

	raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).

419. No obstante, conforme a lo indicado en los numerales precedentes, corresponde declarar el archivo de los siguientes extremos de los hechos imputados N° 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 10 de la Resolución Subdirectoral 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM que varió la Resolución Subdirectoral 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM, por cuanto están referidas a actividades de mantenimiento que no guardan relación con la causa de la falla del ducto en el Derrame de Morona:

Tabla N° 33: Presuntas conductas infractoras

N°	Presunta conducta infractora
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).

III.2. Imputaciones N° 5, 6, 7 y 8 de las Tablas 9 y 10 de la RSD de variación: Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, y el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 206+035 del ORN, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana

a. Obligación ambiental contenida en el Artículo 66° del RPAAH

420. El Artículo 66° del RPAAH establece expresamente que los titulares de las actividades de hidrocarburos deberán adoptar las medidas inmediatas para controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo con su Plan de Contingencias. La inmediatez que exige dicha norma se enmarca por la necesidad de reducir al máximo los efectos nocivos que podrían generarse al ambiente (controlar y minimizar impactos) considerando que estos no siempre pueden ser materia de restauración.

421. El administrado cuenta con el Plan Zonal de Contingencia aprobado por la Gerencia Oleoducto del 5 de julio del 2015, siendo uno de los principales objetivos de dicho instrumento (en adelante, **Plan de Contingencias**[249]) lograr que todo el personal que labora en las operaciones del ONP esté capacitado y preparado para proporcionar una rápida respuesta ante cualquier tipo de emergencia que pueda presentarse y que atente contra la integridad física de los trabajadores, instalaciones, equipos, comunidad que lo rodea y el ambiente.

422. En esa línea, se observa que en el Plan de Contingencias de Petroperú se consignó un cuadro de procedimientos a seguir en caso se presente un derrame de hidrocarburos[250].

423. Conforme a lo dispuesto en el Artículo 66° Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, todos los procedimientos a ser implementados por el administrado ante un derrame deben efectuarse de manera inmediata a fin de controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales.

A. Imputaciones N° 5, 6, 7 y 8 de la Tabla 9 de la RSD de variación: Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana

424. El 25 de enero del 2016 a las 9:46 horas se produjo el derrame de petróleo crudo en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano[251] y ese mismo día, Petroperú remitió el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, mediante el cual informó sobre el referido derrame. La información consignada en el Reporte Preliminar fue complementada en el Reporte Final, en el cual Petroperú señaló que activó su Plan de Contingencia y que efectuó las siguientes acciones[252]:

- *Movilización de personal profesional, técnico y contratistas, así como equipos para la reparación, contención y limpieza.*
- *Activación del sistema de alivio de la Estación N° 6, para bajar la presión y el nivel de la columna de petróleo crudo de acuerdo al perfil hidráulico, con la finalidad de disminuir la fuga por la fisura.*
- *Cierre de la válvula del Km 435.*
- *Constatación del lugar de la avería y contingencia ambiental*
- *Confinamiento de petróleo crudo con personal propio y contratado*
- *Movilización de equipos de movimiento de tierras (tractor retroexcavadora, volquetes) al área de trabajo para descubrir la tubería ubicar la avería controlar la fuga de petróleo crudo mediante la instalación de una camisa con derivación de flujo.*
- *Monitoreo de suelos y aguas durante las actividades de limpieza*

425. El **27 de enero del 2016**, durante la acción de supervisión especial realizada por la Dirección de Supervisión detectó que a través de una falla en la tubería se producía fuga de crudo, hecho que también fue constatado por el fiscal adjunto provincial de la Fiscalía Especializada en Materia Ambiental de Bagua[253].

---

249 Es preciso señalar que Petroperú cuenta con el Plan Zonal de Contingencia de Gerencia Oleoducto del 5 de julio del 2015 aprobado por el gerente del Oleoducto Norperuano.

250 Ver Anexo 7 del presente Resolución Directoral.

251 Reporte preliminar de emergencias ambientales, remitida con carta ADM4-034-2016, de fecha 25 de enero de 2016.

252 Página 2 del reporte final de emergencias ambientales, remitida con carta ADM4-095-2015, de fecha 05 de febrero de 2016.

253 En el Acta de Inspección Fiscal se indicó expresamente lo siguiente: "Se deja constancia que la emanación del crudo a la atmósfera por la fisura de la tubería, fue perennizado con tomas fotográficas". Página 114 del archivo digitalizado denominado ITA 190 y 191 contenido en el CD – ROM, folio 1 del Expediente.

426. Posteriormente, el **28 de enero del 2016**, la Dirección de Supervisión verificó que la fuga de petróleo crudo fue controlada mediante la instalación de una plancha metálica soldada a la tubería con un tapón y una válvula de 2" de diámetro, en la zona de la tubería donde ocurría la fuga[254]. De acuerdo a lo señalado por el administrado a través del Reporte Final de la Emergencia Ambiental[255], **las actividades de reparación para controlar la emergencia culminaron el 28 de enero de 2016, a las 07:50 horas.**

427. La Dirección de Supervisión, tanto en el Informe de Supervisión como en el Informe Técnico Acusatorio señaló que el derrame de petróleo crudo del 25 de enero del 2016 no fue controlado inmediatamente, debido a que se verificó que la fuga del hidrocarburo continuaba el 27 de enero y fue recién controlada el 28 de enero del 2016, conforme se verifica a continuación:

<u>Informe de Supervisión de Imaza</u>[256]

"55. *Recién, el 28 de enero de 2016., tres (3) días después de ocurrido el derrame se constató que la fuga de petróleo crudo ya había sido controlada; verificándose una plancha metálica soldada a la tubería con un tampón y una válvula de 2" de diámetro, por donde fugaba el petróleo crudo (ver registros fotográficos 11 y 12). Cabe precisar cuanto mas tiempo se demore en controlar el derrame en su totalidad, ocurre que mas crudo se vierte al medio ambiente, lo que permite que el crudo derramado migre e impacte mayores áreas de suelo y cuerpos de agua.*
(...)

57. *De lo indicado, se evidencia que Petroperú no ha tomado las medidas inmediatas a fin de controlar y minimizar los impactos negativos de acuerdo a su Plan de Contingencias, toda vez que, habiendo transcurrido tres (3) días desde el reporte de la emergencia ambiental, la referida empresa aun no controlaba la fuga de petróleo crudo.*

59. *De acuerdo a lo manifestado por el administrado en su Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales y su Reporte Final de Emergencias Ambientales, se puede concluir que Petroperú no realizó las acciones inmediatas posterior a la emergencia a fin de controlar la fuga de petróleo y minimizar el impacto ambiental negativo toda vez que recién el 28 de enero del 2016 (tres días después de ocurrido el derrame) concluyeron con las actividades de reparación del oleoducto".*

<u>Informe Técnico Acusatorio de Imaza</u>[257]

53. *Ahora bien, Petroperú comunicó el 25 de enero de 2016 al OEFA, el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales relacionado al derrame de petróleo crudo en el km 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano ocurrido ese mismo día. En dicho Reporte el administrado manifestó que iniciaron las acciones de confinamiento de crudo y paralelamente el cierre de la válvula de línea del km 435 (margen izquierda del río Chiriaco).*

54. *Durante la primera supervisión especial realizada por el OEFA, se verificó que **a pesar que la emergencia ambiental ocurrió el 25 de enero; el 27 de enero de 2016 se***

---

254 Acta de Supervisión de fecha 27 de enero de 2016:

N° Localización UTM (WGS 84) Zona 17
Instalaciones, áreas y/o componentes verificados
Norte
Este
1
9426441
0798608
Punto de fuga de petróleo crudo: con fecha 27 de enero del 2016, se verificó que un tubo de 36" de diámetro, tramo II del Oleoducto Norperuano, ubicado a aproximadamente en el Km 440+781, una "falla" a través del cual se producía la fuga de petróleo crudo.
En la parte superior derecha del derecho de vía del tubo de 36" de diámetro por donde discurría el petróleo crudo, se observó:
- *Suelo arcilloso removido e impregnado con petróleo crudo.*
- *Plantas de cacao y plátanos y vegetación propia de la zona, los mismos que presentaban hojas, tallos y frutos manchados con petróleo crudo.*
Con fecha 28 de enero del 2016, se verificó que la fuga de petróleo crudo ya había sido controlada, se observó una plancha metálica soldada a la tubería con un tapón y una válvula de 2" de diámetro, colocado en la zona de la tubería donde fugaba el petróleo crudo.

255 Página N° 3 del Reporte Final de Emergencias Ambientales, remitido con carta ADM4-095/ADM4-DS-047-2015 de fecha 15 de febrero de 2016.

256 Página 44 del Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS-HID.

257 Página 25 del Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS.

advirtió que la fuga de petróleo crudo continuaba saliendo del oleoducto debido a la presión interna, generando que el área de afectación sea mayor.

*55. **Recién, el 28 de enero de 2016, tres (3) días después de ocurrido el derrame, se constató que la fuga de petróleo crudo ya había sido controlada**; verificándose una plancha metálica soldada a la tubería con un tapón y una válvula de 2" de diámetro, por donde fugaba el petróleo crudo (Ver registros fotográficos 11 y 12). Cabe precisar cuanto más tiempo se demore en controlar el derrame en su totalidad, ocurre que más crudo se vierte al medio ambiente, lo que permite que crudo derramado migre e impacte mayores áreas de suelo y cuerpos de agua. (...)"*

(El énfasis es agregado).

428. El hecho detectado se sustenta en las fotografías N° 3 y N° 11 del Informe de Supervisión, en las cuales se observa que el 27 de enero del 2016 continuaba la fuga de petróleo crudo que había iniciado el 25 de enero del 2016, la cual fue finalmente controlada el 28 de enero del 2016.

429. El volumen derramado de hidrocarburo durante la emergencia ambiental, según el "Balance Diario del Tramo II ONP – Enero 2016", fue de aproximadamente dos mil novecientos setenta y uno (2971) barriles de petróleo crudo[258] y el área afectada fue de cuarenta mil doscientos metros cuadrados (40 200 m^2) aproximadamente, el cual se calculó sobre la observación de la extensión del derrame crudo a lo largo de la quebrada Inayo, río Chiriaco y finalmente río Marañón (Ver Anexo N° 8, 9 y 10) , siendo la dispersión del petróleo crudo de la siguiente manera[259]:

- Desde el punto de derrame hasta la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco existe una longitud aproximadamente de 5.3 km, el petróleo crudo desbordó los márgenes (izquierda y derecha) de la quebrada Inayo a una distancia promedio de 2 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 21 200 m^2 aproximadamente.

- Desde la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco hasta la desembocadura del río Chiriaco con el río Marañón, existe una longitud aproximada de 18 Km, el petróleo crudo impregnó los márgenes (izquierdo y derecho) del río Chiriaco a una altura promedio de 0.5 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 18 000 m^2 aproximadamente.

- A ello se agrega 1000 m^2 aproximadamente de área afectada desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km del río Marañón.

- Realizando preliminarmente la suma de las áreas impactada tenemos un total de 40 200 m^2 aproximadamente.

430. El control inmediato y oportuno esta orientado a detener la fuga del petróleo y minimizar el alcance del mismo, no hacerlo de forma oportuna posibilita un mayor desplazamiento del petróleo crudo vertido sobre los componentes ambientales, y en especial un desplazamiento aguas abajo de los ríos que están interconectados. En el presente caso, al no controlarse oportunamente la fuga de petróleo, este se desplazó hasta alcanzar el rio Marañón, desde el punto de rotura de la tubería (Ver Anexo 8).

431. De lo expuesto, se desprende que Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP de acuerdo a su Plan de Contngencias, toda vez que contuvo la fuga del petróleo crudo tres (3) días después de la ocurrencia de la emergencia ambiental.

---

258 Página 141 del archivo digital del Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS-HID.

259 Página 30 del archivo digital del Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS-HID.

b. Análisis de descargos

b.1. Sobre la exigencia de inmediatez de las acciones de control y minimización realizadas por Petroperú en el km 440+781 del Tramo II del ONP

432. Petroperú señala haber demostrado cumplir con activar el Plan de Contingencias de manera "inmediata", implementando todas las medidas necesarias, de acuerdo a las características de las zonas, para contener el derrame, dichas acciones según el administrado se detallan en el Reporte Final de Emergencias Ambientales, Informe Técnico del km 440+781 del tramo II del ONP, Informe sobre las medidas inmediatas implementadas, cuyo contenido describe lo siguiente:

- Una vez reportado el evento, se activó de inmediato el Plan de Contingencia, informando a las autoridades competentes, y se dispuso la movilización del personal, equipos especializados, barreras de contención de derrames para atender esta emergencia, lo cual incluyó el apoyo y las coordinaciones con las autoridades de la zona. Asimismo, se cerró inmediatamente la válvula de la margen izquierda del río Chiriaco en el km 435.

- Se activó el sistema de alivio de la Estación Nº 6, para bajar la presión y el nivel de la columna de petróleo cruydo de acuerdo al perfil hidráulico, con la finalidad de disminuir la fuga por fisura.

- Se procedió a preparar el acceso a la zona del derrame.

- Se inició el confinamiento y recuperación del petróleo crudo, retiro de la vegetación y terrenos impregnados con el hidrocarburo, mediante la contratación de mano de obra no calificada con personal de la zona del derrame.

- Se logró realizar el montaje de una semi-camisa de 36" x 1.0m x 0.5" que tiene un niple de 2" TDW con válvula de paso integral para derivación del crudo hacia fast-tanks, controlando la fuga del crudo.
- Se cerró la válvula de paso integral instalada sobre la semi-camisa, logrando detener la fuga del crudo por la válvula de 2".

- Se implementaron barreras artesanales e industriales con la finalidad de evitar que el crudo confinado llegue hacia el río Chiriaco.

- Actualmente se ha logrado la limpieza y remediación del área impregnada con petróleo crudo, luego de realizar los trabajos de recuperación del hidrocarburo, el mismo que fue acopiado en pozas temporales impermeabilizadas.

- Se contrató a la empresa especializada LAMOR para realizar los trabajos de recuperación y limpieza de la zona afectada por el derrame, siendo los resultados de monitoreo favorables.

- Se contrató a la empresa especializada ERM para ejecutar las actividades de evaluación ambiental y social de la contingencia, con las cuales se han delineado las zonas afectadas desde el punto de vista físico, biológico y social.

433. Sobre el particular, la inmediatez de las acciones de control y minimización contenida en el Artículo 66° del RPAAH se refiere a acciones previstas en su Plan de Contingencias que deben ser ejecutadas por el administrado ni bien se produzca la emergencia, ello para atenuar el impacto generado al ambiente.

434. Por tanto, una vez ocurrido un derrame de hidrocarburos, corresponde la adopción de las medidas de control y minimización idóneas (el tipo, calidad y cantidad de las acciones ejecutadas deben lograr el control y minimización del impacto causado) para atenuar los impactos negativos generados al ambiente, las cuales deben realizarse de manera inmediata y oportuna.

435. Las acciones realizadas por Petroperú en el marco de la emergencia ambiental se detallan en la siguiente tabla:

Tabla N° 34: Detalle de las acciones realizadas para controlar el derrame en el Km 440+781 del Tramo II ONP

Fecha y hora	Descripción
09:46 horas del 25 de enero del 2016	Inicio del derrame, se recibió una llamada de un lugareño, avisando del afloramiento de petróleo en la localidad de Villa Hermosa.
10:00 horas del 25 de enero del 2016	Personal de la unidad mantenimiento recibe la llamada telefónica sobre la emergencia en el km 440+781 del Tramo II del ONP.
14:00 horas del 25 de enero del 2016	Inmediatamente se moviliza personal de Petroperú y Contratistas, equipos, herramientas y materiales a la zona de la emergencia, llegando al lugar a las 14:00 hrs. del día 25 de enero del 2016. Previo a ello se cierra la válvula de la margen izquierda del rio Chiriaco en el Km 435. Primeras actividades de limpieza de vegetación en la zona de contingencias se evaluó la zona para llegar a lugar de la emergencia, ubicado en la parte superior de la ladera (respecto del nivel de la carretera), definiéndose emplear el acceso existente al DDV, el cual desde la carretera hacia el lugar de la falla tiene una longitud de 1,000 metros y diferencia de cota de 60 metros. Al respecto, cabe destacar que la existencia de este acceso de mantenimiento del derecho de vía, permitió acortar de manera muy significativa, el tiempo de llegada con los equipos de movimiento de tierras a la zona de la emergencia.
16:00 horas del 25 de enero hasta las 22:00 horas del 26 de enero del 2016	Realizó el empalizado del DDV para llegar al lugar de la falla, realizar la excavación de la zanja, los trabajos de corte del talud y la instalación de barreras para contener el crudo en la zona del DDV.
22:00 horas del 26 de enero del 2016	Se descendió a la zanja para inspeccionar la falla, desistiendo de colocar la estaca de madera (previamente preparada) dado que la fuga se produjo por una fisura de 11 cm de longitud en sentido circunferencial. Asimismo, este mismo día se transportaron las camisas al lugar de fuga para su contención después de descubrir la tubería, continuaron las actividades de excavación manual. - Se logró llegar con retroexcavadora de llantas a la zona de la fuga después de habilitar el acceso. - Se intentó que ingrese la excavadora de oruga; sin embargo, por las características del terreno fangoso, se hundió el equipo, impidiendo su ingreso. - Se tuvo que colocar troncos para recuperar la excavadora. Luego de descubrir la tubería, a las 22:00 hrs del día 26.01.2016 personal de Petroperú y del Contratista descienden a la zanja para inspeccionar la falla y desisten de colocar una estaca de madera (previamente preparada), al comprobarse que la fuga se produce por una fisura de 11 cm de longitud, en el sentido circunferencial. - Camisas transportadas al lugar de fuga para su contención después de descubrir la tubería.

00:00 horas a las 03:00 horas del 27 de enero del 2016	Se intenta instalar una semi camisa de 36" x 1.0 m x 0.5" con o'ring de 3/8, pero la presión de crudo rompió el o'ring, por lo que, no se pudo colocar la semi camisa.
03:00 horas hasta las 08:00 horas del 27 de enero del 2016	Se acondicionó una semicamisa de 36" x0.5 mx 0.375" con un niple de 2" TDW y una válvula de paso integral para la derivación del crudo hacia un recipiente; no obstante, debido a la presión del crudo se rompió el o'ring y no se pudo colocar la semicamisa. Al mismo tiempo se transportaba troncos para mejorar los accesos y evitar hundimiento de excavadora.
08:00 horas hasta las 15:00 horas del 27 de enero del 2016	se acondicionó una semicamisa de 36" x 1.0 m x 0.5" con un niple de 2" TDW y se instala una empaquetadura fabricada con plancha de jebe de3/8" de espesor, el cual se adhiere internamente a la semi camisa. Ese día llegó personal de OEFA e inspeccionó la tubería desde 15 m de distancia de la fuga.
15:00 horas hasta las 18:00 horas del 27 de enero del 2016	Logró realizar el montaje de la semicamisa de 36" x 1.0 m x 0.5 con un niple 2" TDW y válvula de paso integral, lo que permitió la derivación del crudo hacia un *fast tank*, controlando la fuga.
18:00 horas a las 24:00 horas del 27 de enero del 2016	Se mejoraron las condiciones de la zanja para iniciar con el soldeo de la semi camisa (limpieza de la zanja, excavación de 0.8 m debajo de la tubería, instalación de tablones, entubado del talud, barreras de contención.
Desde las 00:00 horas hasta las 07:15 horas del 28 de enero del 2016	Se realizó el soldeo de la semicamisa.
7:15 horas del 28 de enero del 2016	Cerró la válvula de paso integral instalada sobre la semicamisa, logrando detener la fuga de crudo por la válvula de 2", lo que no limitó los trabajos de contención realizados en áreas colindantes. Después de las 7:15 hrs del 28.01.2016 se realizaron las pruebas NDT de la soldadura para dar su conformidad. Es Importante mencionar que el avance de los trabajos fue dificultado por las fuertes lluvias ocurridas los días 26 y 27.01.2016.

Fuente: Escrito ingresado con fecha 12 de julio del 2019.
Elaboración: DFAI.

436. Sobre las acciones descritas en el Tabla, Petroperú señala que actuó con inmediatez, sin embargo, el avance de los trabajos de control *in situ* fue dificultado por el difícil acceso a la zona del derrame y por las fuertes lluvias ocurridas los días cercanos a la emergencia, que constituirían situaciones de caso fortuito y fuerza mayor, debido a que cumplen con las características de ser imprevisibles, irresistibles y extraordinario (presenta Boletin Climático Nacional Enero 2016-SENAMHI y dos (2) Registros Climáticos del SENAMHI de enero del 2016).

437. Ahora bien, el administrado a fin de acreditar la configuración de una condición eximente de responsabilidad por ruptura del nexo causal, debe acreditar que el hecho cumpla con las siguientes características[260]:

(i) Extraordinario: que salga del curso natural y ordinario de las cosas.
(ii) Imprevisible: que supere la actitud normal de previsión que sea dable requerir.
(iii) Irresistible: no es suceptible de ser superado.

260 Cabe mencionar la sentencia del Tribunal Supremo del 4 de febrero de 1998 (España) que resolvió lo siguiente: "*Y sin que del hecho, por lo demás cierto, de que en los tres días anteriores al de la denuncia, se registraran precipitaciones de lluvia y nieve en la provincia de León a la que corresponde la zona donde se encuentran las instalaciones mineras de la demandante, cuyo verdadero alcance e importancia y carácter extraordinario o excepcional no constan, constituya un supuesto de fuerza mayor excluyente de la responsabilidad, pues considerando el fenómeno meteorológico como no puede por menos de hacerse en sede de causalidad, se trataba de un hecho previsible en aquel sitio en aquella época del año, es decir, era un evento "con el que había que contar"; y como previsible es evitable con la debida diligencia mediante la adopción de precauciones adecuadas, es claro que la actora no puede ser exculpada por este motivo*". En "Manual de Derecho Administrativo Sancionador" Tomo I. Segunda Edición. Autores Varios. Editorial Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2009, pág. 183-184

438. En ese sentido, a continuación, se analizará si en el presente caso se ha configurado un supuesto de ruptura de nexo causal:

Caso fortuito: Precipitaciones intensas

(i) **Extraordinario**

439. De acuerdo al PAMA del ONP, el km 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra en una zona de bosque muy húmedo tropical y una precipitación anual superior a 750 mm, por lo que, las lluvias es una situación conocida por el admisnitrado[261]. De la misma manera, el SENAMHI describe la zona como selva tropical muy húmeda y muy lluvioso, conforme se observa a continuación:

Tabla Nº 35 Carácterísticas climáticas del área

Clima / Mapa Climático del Perú

Mapa Climático del Perú

Senamhi

Selva Tropical Muy Húmeda

Muy Lluvioso

Semicálido

Muy Húmedo

Fuente: SENAMHI.
Elaboración: DFAI.

440. Petroperú señaló que el evento se relaciona con el evento climático extraordinario ocurrido en la región Amazonas, producto del cual se registró en las estaciones de monitoreo, un superávit de precipitación entre 40% - 50% y anomalías positivas de temperatura máxima en el aire (+2.9 °C) (SENAMHI, 2016, pp.8-10), para ello presenta el Boletin Climático Nacional Enero 2016-SENAMHI y dos (2) Registros Climáticos del SENAMHI de enero del 2016.

441. Sin embargo, de la revisión a dicho boletín se advierte que las precipitaciones en el mes de enero en la zona materia de análisis presentaron menores valores a lo habitual, conforme se aprecia en las Tablas 10 N° y N° 11 del citado documento:

- Mayores deficiencias de precipitación, en términos porcentuales (por debajo de su variabilidad normal) se presentaron: en Tabla 10. Deficiencias de precipitación en algunas localidades del país durante enero.

- Excesos de mayor magnitud, en términos porcentuales (por encima de su variabilidad normal) se presentaron en: Tabla 11. Excesos de precipitación en algunas localidades del país durante enero.

261 Ítem 5 del Capitulo IV Carclerizacion del Ambiente del PAMA del ONP.

442. Por otro lado, los registros de SENAMHI demuestran que existieron lluvias los días 23, 24 y 27 (es decir, fechas cercanas a la ocurrencia del derrame de petróleo), que constituyen situaciones de caso fortuito y fuerza mayor, que cumplen con las características de ser imprevisibles. Irresistibles y extraordinario.

443. En ese sentido, no basta la presencia de lluvias, sino que estas hayan sido extraordinarias, y conforme al Mapa de Anomalía Mensual de Precipitación de SENAMHI de enero 2016 no se observa precipitaciones anómalas en la zona donde se produjo el derrame , por lo tanto, aún cuando se haya presentado lluvias, estas no califican como extraordinarias de acuerdo a los citados documentos.

(ii) Imprevisible

444. De acuerdo al PAMA del ONP, el km 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra en una zona de bosque muy húmedo tropical y una precipitación anual superior a 750 mm, por lo que, las lluvias es una situación conocida por el administrado[262].

445. Dado que no se presentaron lluvias extraordinarias, las lluvias presentes en la zona es una condición regular en la zona de la emergencia ambiental, situación que administrado debía estar en condiciones de afrontar, por tener pleno conocimiento de la misma.

446. Debemos señalar que los Registros Climáticos del SENAMHI presentados por Petroperú incluso muestran que los dias previos no hubo lluvias o que estos fueron mínimas, cabe agregar que los videos registrados por la Direcci´pon de Supervisión[263] a las 13:00, 14:00, 15:00 y 16:00, aproximadamente, del dia 27 de enero del 2016 no registran lluvias.

447. Por tanto, Petroperú no ha acreditado una situación climática imprevisible, sino todo lo contrario, por tanto, el administrado debía estar en condiciones de prever dicha situación, por tener pleno conocimiento de la misma.

(iii) Irresistible

448. De acuerdo al PAMA del ONP, el km 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra en una zona de bosque muy húmedo tropical y una precipitación anual superior a 750 mm, por lo que, las lluvias es una situación conocida por el admisnitrado.

449. El administrado señaló que el avance de los trabajos de control *in situ* fue dificultado por las fuertes lluvias ocurridas los días 23, 24, 26 y 27 de enero del 2016 (cercanos a la emergencia); sin embargo, el dia 26 de enero del 2016 no hubo lluvias y dado que las precipitaciones en la zona no fueron anómalas, conforme se observa en el Boletin Climático Nacional Enero 2016-SENAMHI y del Mapa de Anomalía Mensual de Precipitación de SENAMHI, en consecuencia, es posible afirmar que las lluvias registradas en dichos días constituyen una características propias de la zona (no extraordinaria).

450. De otro lado, señala que las condiciones climatológicas (lluvias), el estado del terreno fangoso y cubierto de agua acumulada por la escorrentía de una quebrada que cruza la tubería afectada y producto de las precipitaciones fluviales, dificultaron las labores de excavación manual para descubrir la tubería afectada y el punto de la fuga.

262 Ítem 5 del Capitulo IV Carclerizacion del Ambiente del PAMA del ONP.

263 Folio 165 del Expediente 126-2018-OEFA/DFSAI/PAS - CONFIDENCIAL

451. Las condiciones que describe el administrado (lluvias) es una situación propia de una zona tropical, ahora, los dias previos a la ocurrencia del derrame no se presentaron lluvias o fueron minimas. De la misma manera, los días 25 y 26, fechas en que se realizaron y concluyeron las labores de excavación, no se presentaron lluvias, por tanto, no es posible sostener que las lluvias dificultaron las excavaciones pues estas no se registraron.

452. Por tanto, Petroperú no ha acreditado una situación climática irresistible, por tanto, el administrado debía estar en condiciones de superar dicha situación.

453. Considerando los parrafos precedentes, se concluye que las lluvias registradas al momento en que se produjo la falla del ducto en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP del ONP, no tiene las características para calificar como una condición eximente de responsabilidad; por lo tanto, no se ha configurado la ruptura del nexo causal; quedando desestimado lo alegado por el administrado.

Caso fortuito: Difícil acceso a la zona del derrame

(i) Extraordinario

454. Petroperú señaló que el avance de los trabajos de control (*in situ*) fue dificultado por el difícil acceso a la zona del derrame, para lo cual señala lo siguiente:

- El relieve del terreno - geomorfología: La zona tenía un relieve accidentado, ondulado.
- El área se caracteriza por pendientes que corresponden a zonas de valles de la parte oriental, asimismo conformada por zonas lomadas constituidas por pastizales sin tener su cobertura natural por efecto de la intensa deforestación.
- Condiciones del suelo: la textura del suelo estaba conformada por limos y arcillas que se encuentran muy saturados por acción de las lluvias intensas. La sobresaturación del suelo de características gruesa y fina, compuesto por arcillas y limos que se caracterizan por ser ávidos en agua, razón por la que los suelos contienen agua.
- La secuencia litológica está conformada de roca madre (brechada) luego de una zona mixta conformada por fracción gruesa y fina, un sub suelo conformado por material fino grueso y arriba un horizonte de suelo conformado por materia fino y materia orgánico o humus (Informe de Colegio de Ingenieros).
- El tipo de roca, es una arcillita limosa abigarrada también tiene agua en su interior debido a su alta porosidad de fractura lo que es favorable para que se permeable y contenga el agua.
- Nótese características de suelo, conformado por un horizonte C con roca basamento (madre) fractura y oxidada, luego un horizonte B conformado por zona mixta, es decir material fracturado y presencia de suelo y un delgado horizonte A conformado por suelo residual y humus.

455. De esta forma, según el administrado el terreno de la zona se vio saturado y el acceso a la carretera Reposo Durán resultó afectada imposibilitando el fácil acceso a la zona de derrame. Es decir, el que no lloviera los días 25 y 26 no indica que la zona estuviera seca, puesto que los terrenos absorben el agua paulatinamente hasta saturarse. Ello, evidencia la dificultad en el acceso a la zona para dar la atención inmediata a la emergencia, incluso la máquina de oruga se hundió el día 26 de enero cuando intentó

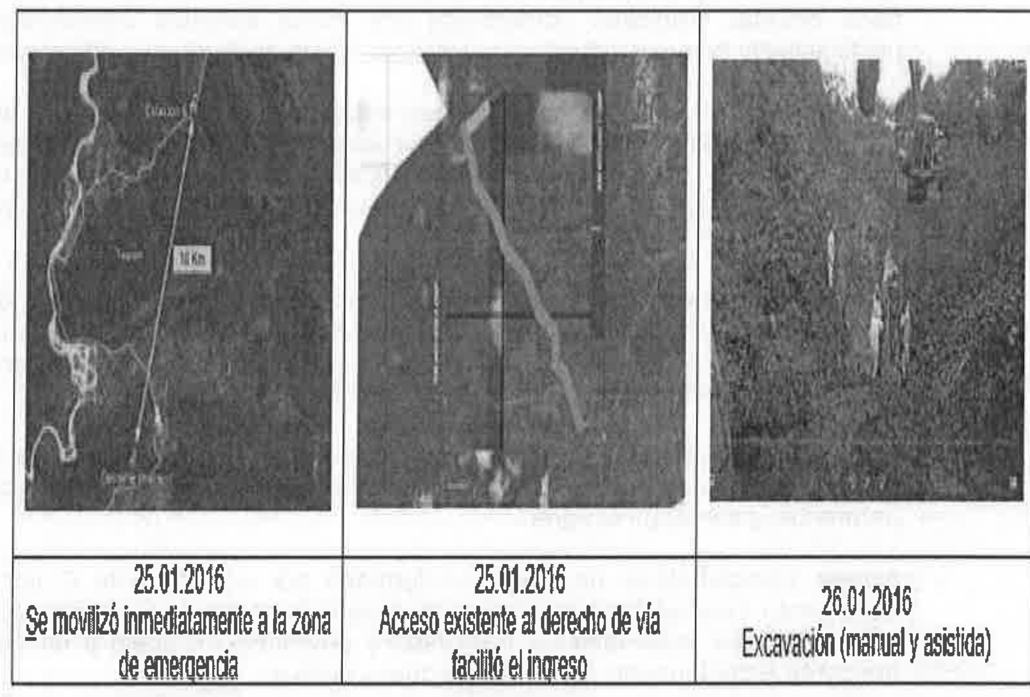
ingresar, por lo que, se tuvo que habilitar un acceso y colocar tablones para que pueda ingresar la maquinaria[264]. (Imagen Satelital con información de 2012).

456. Para acreditar la ruptura de nexo causal, el administrado presenta Informes de Peritaje del Colegio de Ingenieros y registros fotográficos de la zona del derrame. No obstante, las condiciones que describe el administrado (documentos presentados) relacionados al relieve y caracteristicas del suelo son una característica propia de un bosque muy húmedo tropical, como lo señala el PAMA del ONP.

457. Petroperú sabe que ante un escenario de derrame será difícil acceder, pero el administrado conoce el entorno en el cual realiza sus actividades de transporte de petróleo crudo, por lo que resulta razonable exigirle que adopte acciones adicionales que permitan agilizar las labores para controlar el derrame, así como, implementar medidas idóneas que permitan responder a la magnitud del evento (camisas metalicas, barreras de contención, mayor numero de personal, entre otras).

458. Finalmente, debemos señalar que contrariamente al sentido de sus argumentos exisitían facilidades para su acceso, tan es asi que el administrado llegó el mismo 25 de enero del 2016 a las inmediaciones del derrame. Asimismo, se advierte que la Estación 6 de Petroperú se encoentraba relativamente cerca del punto de derrame (16 kilómetros), existía una carretera próxima al punto del derrame y un DDV que facilitó el ingreso de maquinaria, conforme se muestra a continuación:

Tabla N° 36: carretera y ddv de vía que facilitó el ingreso de maquinaria



25.01.2016 Se movilizó inmediatamente a la zona de emergencia	25.01.2016 Acceso existente al derecho de vía facilitó el ingreso	26.01.2016 Excavación (manual y asistida)

Fuente: Presentación utlizada por el administrado en el informe oral del 8 de julio del 2019 y mapa extraído de la aplicación Google Maps

459. Por lo señalado, se observa que no se presentaron condiciones de acceso que califiquen como una situacion extraoridaria, por lo tanto, aún cuando se haya presentado lluvias, tales hechos no resultan extraordinarios de acuerdo a los citados documentos.

[264] Escrito del 15 de julio del 2019.

(ii) Imprevisible

460. Respecto a lo imprevisible, debemos señalar que, dado que las condiciones descritas por el administrado no son extraordinarias, el administrado estaba en capacidad de prever las dificultades en un escenario de derrame debido al conocimiento del entorno donde realiza sus actividades de hidrocarburos. Por tanto, Petroperú no ha acreditado una situación imprevisible, por tener pleno conocimiento de la misma y poder prever acciones que sean consecuentes con la magnitud de la emergencia ambiental.

(iii) irresistible

461. Respecto a lo irresistible, Petroperú podía superar las dificultades descritas en un escenario de derrame, por ejemplo, mediante la contratación de un mayor número de personal, proveer de herramientas idóneas, implementar mayor cantidad de barreras, entre otros, las cuales hubieran codayuvado a controlar de manera oportuna el derrame ocurrido en el km 440+781 del Tramo II del ONP, por tanto, se verifica que el administrado no acreditó una situacion irresistible.

462. Considerando lo desarrollado en los parrafos precedentes, se concluye que las condiciones de acceso presentes al momento en que se produjo la falla del ducto en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP del ONP, no poseen las características de ser imprevisible, irresistible y extraordinario; por lo tanto, no se ha configurado la ruptura del nexo causal; quedando desestimado lo alegado por el administrado en este extrempo.

b.2. Sobre la inmediatez de las acciones de control realizadas por Petroperú en el km **440+781 del Tramo II del ONP**

463. De acuerdo al Plan de Contingencia de Petroperú, una vez confirmada la fuga, gencia se activa todos los mecanismos como la parada de bombeo, se activa el plan zonal de contingencia y se evalúa la situación de la emergencia, para luego controlar de manera inmediata el derrame, a fin de que el petróleo crudo vertido no se extienda y afecte negativamente los componentes ambientales, mas aún sabiendo que en el área existen cursos de agua que están interconectados.

464. Es por ello, de la importancia de actuar de manera inmediata en el control de derrame, pues una mayor exposición del crudo en el ambiente permite que el crudo se expanda a áreas limpias, por tal razon, Petroperú debió prever situaciones como la falla de la camisa y contar con los materiales y personal adecuado que permita una intervención eficaz durante la emergencia ambiental.

465. No obstante, de la revisión de las medidas de control (colocación de las camisas metálicas para detener la fuga) realizadas por Petroperú para controlar el derrame en el Km 440+781 del Tramo II ONP, se concluye que no fueron eficientes, toda vez que no permitieron controlar el derrame sino hasta tres (3) días después de iniciada la emergencia ambiental, conforme se detalla a continuación:

Gráfico N° 4: Acciones para controlar derrame en el Km 440+781 del Tramo II ONP

	No presenta fotos	
25.01.2016 a las 16:00 hrs excavación de la zanja	26.01.2016 a las 22:00 hrs Se descendió a la zanja para inspeccionar la falla	27.01.2016 a las 13:00 hrs Tubería descubierta

Intentos fallidos para instalar las camisas metálicas y cerrar el punto de la falla

	
28.01.2016 a las 00:00 hrs – 07:15 hrs Se realizó el soldeo de la camisa	28.01.2016 a las 07:15 hrs Se cerró la válvula de paso integral instalada sobre la camisa

Después de tres días (3) de ocurrido el derrame se logró controlar la fuga.

466. Ello evidencia que las medidas no fueron proprocionales al objetivo buscado, siendo que el tipo, calidad y cantidad de acciones ejecutadas deben lograr efectivamente la atenuación del impacto causado.

467. Por tanto, si bien Petroperú activó su plan de contingencia y adoptó determinadas acciones; estas solo pueden ser consideradas como medidas inmediatas para controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo a su Plan de Contingencias, siempre que efectivamente permitan que el hidrocarburo siga fugando y que detuvieron la migración que estaba ocurriendo, situacion que no se ha presentado en el presente caso.

b.3. Sobre la inmediatez de las acciones de minimización realizadas por Petroperú en el km 440+781 del Tramo II del ONP

468. Petroperú señaló haber demostrado cumplir con activar el Plan de Contingencias de manera "inmediata", implementando todas las medidas necesarias, tales como la colocación de barreras artesanales e industriales con la finalidad de evitar que el petróleo crudo confinado llegue hacia el río Chiriaco. Según manifiesta el administrado, la inmediatez como las medidas implementadas para controlar y minimizar los impactos no pueden ser evaluadas partiendo de un plazo específico o una lista taxativa de medidas, debiendo analizarse las condiciones específicas de la emergencia ambiental y el contexto en el que esta se suscita.

469. De esta forma, Petroperú concluye que dichas acciones fueron realizadas de acuerdo a las características de las zonas para contener el derrame, las mismas que están contenidas en el Reporte Final de Emergencias Ambientales, Informe Técnico del km 440+781 del tramo II del ONP.

470. Durante la supervisión, la Dirección de Supervisión verificó que el administrado: i) controló la salida de crudo de la tubería el 28 de enero; ii) desvío del caudal de la quebrada s/n; iii) implementó barreras artesanales con palos y plásticos; iii) movilizó sacos de arena en la Quebrada Inayo[265] para ser utilizados como contención, conforme a lo identificado en el Acta de Supervisión del 29 de enero del 2016:

Tabla N° 37: Acta de Supervisión del 29 de enero del 2016

"(...)

2	*9426466*	*0798596*	*Quebrada sin nombre (1): (...)* *En la parte inferior (aguas abajo siguiendo el curso de la quebrada "sin nombre" de curso estacional)* ***se observó tres (3) barreras de contención artesanales (de palos y plásticos)*** *que contenían volúmenes de petróleo crudo.*
3	*9426417*	*0798578*	*Desvio de la quebrada sin nombre (1): ubicada a la altura del tubo de 36" de diámetro, se observó que el curso de agua estacional (quebrada sin nombre 1) fue desviado para controlar el volumen del curso de agua que desplazaba el petróleo crudo producto de la fuga.*
6	*9425793*	*0799385*	*Puente Inayo: ubicado a 1 Km (lineal) aguas debajo de la zona donde se ubica el punto de la fuga de petróleo crudo, cruza la quebrada Inayo y la carretera Saramiriza-Bagua.* *Aguas arriba del puente Inayo, se observó una película de petróleo crudo que oscila entre 5 a 15 cm aproximadamente 10 metros (curva) de longitud y 3 metros de ancho.* *Aguas abajo del puente, se observó* ***sacos con arenas colocados en la quebrada Inayo, la cual es la primera contención colocada por el administrado.*** *Asimismo, se observó que algunos de los sacos de arena eran arrastrados por la fuerza del agua, rompiendo así la contención del petróleo crudo, producto de la lluvia presentada el día 27 de enero del 2016. (...).*
7	*9425338*	*0800020*	*Contención artesanal: ubicada a unos 1.0 km (lineal) agua abajo del puente Inayo, dicha contención estaba hecha de hojas, ramas y troncos de la zona.* ***Aguas debajo de la contención, se observó petróleo crudo que pasó la contención en mención.*** *Aguas arriba y aguas debajo de la contención, se observó una película de petróleo crudo que cubría toda la superficie de la quebrada, aproximadamente 20 metros de longitud por 3 metros de ancho. A los márgenes de la quebrada Inayo, se observó vegetación propia del lugar, la cual estaba cubierta con petróleo crudo.* *(...).*
8	*9425346*	*0800080*	*Contención con plásticos: a unos 1.5 Km (lineal) agua abajo del puente inayo, se observó una contención de plástico y palos, la cual sirvió para contener el crudo que pasó la contención artesanal indicada en el numeral 7.* *El administrado indicó que esta conteción hace las veces de una poza separadora artesanal, ya que se habría colocado plástico. A una profundidad aproximada de. 50. Cm y dejando una altura para el pase de agua.* *Aguas debajo de esta contención, se observó pequeñas iridiscencias características de petróleo crudo.*

(...)".

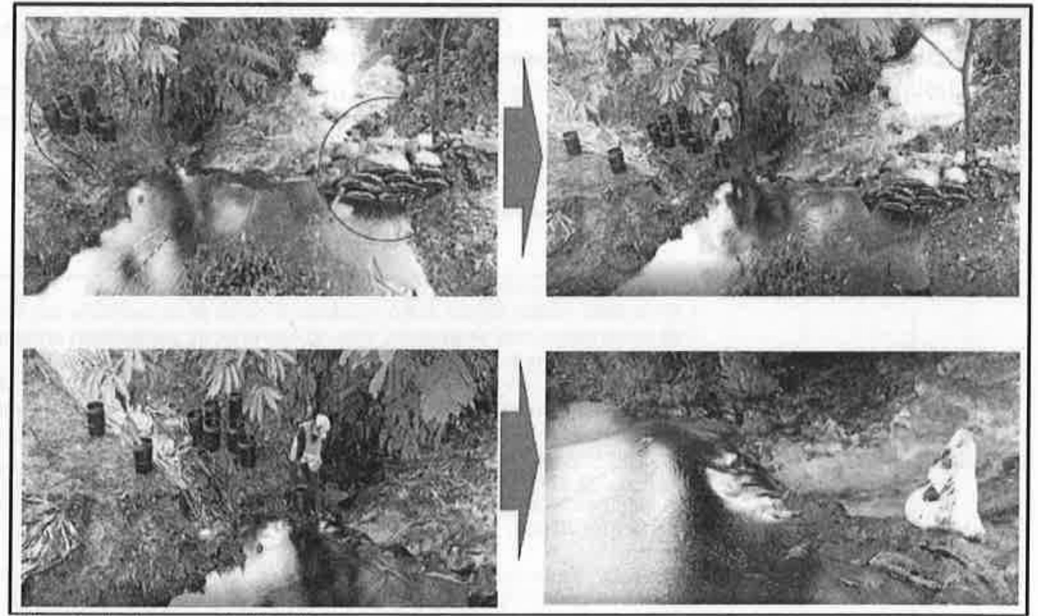
(Subrayado y resaltado agregado).

471. Lo señalado se corrobora con registrado en los videos registrados por la Dirección de Supervisión el 27 de enero del 2016, el mismo que muestra la colocación de sacos de arena, los cuales no fueron suficientes ni idóneas para controlar el derrame, pues el

[265] Utilizando material vegetal de la zona de impacto, conforme se evidencia de la fotografía N° 24, 25, 26 y 28 del anexo fotográfico del Informe de Supervisión Directa N° 633-2016-OEFA-DS-HID.

petróleo crudo los sobrepasó evidenciando su falta de idoneidad para constituirse en una barrera de contención, tal como se observa en el siguiente gráfico:

Gráfico Nº 5: Acciones para minimizar derrame en el Km 440+781 del Tramo II ONP



Fuente: Imágenes extraídas de videos grabados durante las acciones de supervisión especial realizadas el 27 de enero del 2016

472. Por tanto, si bien Petroperú activó su plan de contingencia (Anexo 1.U) y adoptó determinadas acciones; estas solo pueden ser consideradas como medidas inmediatas para minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo a su Plan de Contingencias, siempre que efectivamente eviten que el hidrocarburo deje de ser vertido al ambiente y continúe migrando, situacion que no se ha presentado en el presente caso.

b.4. Respecto a las acciones de limpieza y remediación

473. Petroperú señala que cumplió con las acciones de limpieza y remediación de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Tramo II del ONP, por las siguientes razones:

(i) Actualmente ha culminado la limpieza y remediación del área impregnada con crudo, luego de realizar los trabajos de recuperación del hidrocarburo, el mismo que fue acopiado en pozas temporales impermeabilizadas.

(ii) Contrató a la empresa especializada LAMOR, de alto prestigio internacional para realizar los trabajos de recuperación y limpieza de la zona afectada por el derrame, que obtuvieron resultados de monitoreo favorables.

(iii) Contrató a la empresa especializada ERM, de alto prestigio internacional, para ejecutar las actividades de evaluación ambiental y social de la contingencia, con las cuales se han delineado las zonas afectadas desde el punto de vista físico, biológico y social.

474. Sobre las acciones descritas por el administrado se advierte que las mismas se encuentran relacioandas acciones posteriores aluados en el acápite correspondiente

a las medidas correctivas, pues están orientadas a acreditar acciones posteriores relacionadas a la limpieza y remediación.

c. **Conclusión**

475. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo III del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 5, 6, 7 y 8 de la Tabla 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación.

B. Imputaciones N° 5, 6, 7 y 8 de la Tabla 10 de las Tablas 9 y 10 de la RSD de variación: Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016 en el Kilómetro 206+035 del ORN, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana

I.2. Análisis de los hechos imputados N° 5 al 8 de la Tabla 10 de la Resolución Subdirectoral de variación – Derrame de Morona

476. De acuerdo al "Cuaderno del Operador de la Estación 5" y al "Cuaderno del operador de la Estación Andoas", el **2 de febrero del 2016** se registró una disminución de la presión de descarga del bombeo en el ORN, motivo por el cual detuvieron el bombeo de petróleo crudo. Dicha caída de presión también se observa en los gráficos de la curva de presión registrada en el sistema SCADA[266], donde se visualizó la caída brusca de la presión a las 08:18 horas del 2 de febrero del 2016, siendo que después de la caída se mantuvo la presión de recepción (línea roja) en 27 kg/cm^2.

477. No obstante, de la revisión del Reporte Final de Emergencias presentado por el administrado, se observa que el derrame de petróleo crudo fue atendido por Petroperú producto de la comunicación radial de un poblador de la zona de Mayuriaga realizada al finalizar la tarde del 3 de febrero del 2016; y, es recién a partir de esta comunicación que el administrado activó su Plan de Contingencias.

478. En ese sentido, Petroperú a partir de la información de los operadores de la Estación 5 y de la Estación Andoas; así como del Sistema SCADA, estuvo en condición de realizar las acciones pertinentes a fin de detectar oportunamente el derrame de petróleo crudo y adoptar las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el Derrame de Morona. No obstante, la Dirección de Supervisión señaló que el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del ORN fue controlado recién el 8 de febrero del 2016.

479. De lo mencionado en el numeral precedente se advierte que Petroperú no cumplió con implementar mecanismos de control y minimización de forma inmediata sobre el derrame, toda vez que éste ocurrió el 2 de febrero del 2016, pero fue recién controlado

---

266 *"El Sistema de Comunicación y Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisorio (SCADA) es un sistema automático de detección y localización de fugas, incluyendo equipo de telecomunicaciones, unidad terminal maestra, red de área local, servidores, estaciones de trabajo, impresoras y accesorios necesarios para detectar y ubicar automáticamente fugas mínimas del flujo total operativo del ducto"*.VALDÉS LÓPEZ Francisco J. *Extracto del otorgamiento de permiso de transporte de gas licuado de petróleo por medio de ductos G/177/LPT/2005 A ductos del altiplano, S.A. DE C.V.* México, D.F., 2006, pp. 1-2.
"Otra definición menciona que es un sistema computarizado de monitoreo y control remoto que permite manejar simultáneamente instalaciones dispersas. Este sistema colecta y procesa en tiempo real información sobre flujos, presiones, temperaturas y calidad del tipo de hidrocarburo que se está transportando. Asimismo, permite operar a control remoto estaciones de medición, de compresión, de bombeo y válvulas de seccionamiento; así como controlar el empaque del sistema de transporte en el ducto".
TOXQUI GARCIA, Marisela. *El impacto de la automatización del sistema nacional de ductos para la industria de PEMEX GAS y petroquímica básica, 1995-2003*. Escuela Superior de Economía del Instituto Politécnico Nacional. México, 2005, p. VI.

el 8 de febrero del 2016, con lo cual después de seis (6) días de iniciado el derrame recién instaló una camiseta o grapa sobre el punto del derrame.

480. Al respecto, el administrado manifestó que realizó una serie de acciones a fin de controlar y minimizar los impactos derivados del derrame de petróleo crudo; sin embargo, del análisis de lo señalado por Petroperú se observa que dichas acciones no acreditan que fueron realizadas de manera inmediata, conforme se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla Nº 38: Acciones realizadas por el administrado a fin de controlar y minimizar los efectos del derrame en Morona

Fecha	Acciones que realizó Petroperú
03 de febrero del 2016	**Una cuadrilla de trabajadores partió por vía fluvial, para luego por tierra llegar al lugar de la avería para iniciar los trabajos de habilitación del helipuerto**
	La cuadrilla enviada por el administrado llegó al lugar de la avería, tomó las características de la misma y las informó a la Estación 5
04 de febrero del 2016	La cuadrilla enviada por el administrado se reunió con los pobladores de la Comunidad de Mayuriaga. Contrató al personal para colocar barreras en la Quebrada Copal. Realizó las coordinaciones con las contratistas SERPREMOR y SEVINOR para la instalación de barreras de contención.
	El helicóptero de la compañía A&S tomó fotos aéreas, pero no pudo dejar las camisas, barreras de contención y otros materiales necesarios para obturar la avería.
05 de febrero del 2016	Mediante el helicóptero MI-17 traslado personal y barreras de contención para ser instaladas en la Quebrada Copal
	Personal de Mantenimiento de Línea llegó al km 206+035, tomaron datos del lugar de la falla, los cuales fueron retransmitidos radialmente a la Estación 5
	Coordinó la contratación de personal de la Comunidad Mayuriaga y la Compañía SERPREMOR para la instalación de las barreras de contención, confinamiento y recuperación de crudo en el lugar de la avería y a lo largo de las quebradas estacionarias.
	En la Estación 5 se realizó las coordinaciones para la contratación de soldadores homologados y el servicio de inspección de soldadura.
	Culminó los trabajos de habilitación del helipuerto en el kilómetro 206
06 de febrero del 2016	Debido al mal tiempo el helicóptero de la FAP no pudo cumplir con su plan de acción que incluía abastecer con equipos de respuesta, tales como: barreras de contención convencionales, cilindros, paños oleofílicos absorbentes de aceite y desengrasante al **lugar** de la avería.
	Trasladó hasta la Estación 5 procedente de Piura, los siguientes equipos: un skimer modelo ORD, una bomba de diafragma, cuatro (04) mangas hidráulicas, dos (02) anclas de modelo danforth, cinco (05) flotadores y dos (02) mangueras
	Realizó un recorrido de aproximadamente treinta (30) minutos y detectó a la Quebrada Casacaño como punto de origen de los grumos e iridiscencia de petróleo y colocó barreras de contención de barreras artesanales.
	Ingresó al hangar del helipuerto de la Estación 5 el camión winche UPP-532 para movilizar a la localidad de Sarameriza cinco (05) barreras de contención
	Solicitó a la contratista SERPREMOR el ingreso de 60 personas adicionales para la colocación de más barreras artesanales
07 de febrero del 2016	En la Estación 5 tenía lista una camisa para empernar y camisas para soldar. Además, llegaron soldadores homologados y personal de inspección.
	Personal de la Compañía Oasis con sus equipos de protección llegaron al KM 206 para reforzar las labores de instalación de barreras, confinamiento, recuperación de crudo, limpieza y remediación de la zona afectada.

	Las Compañías SERPREMOR y SERVINOR trabajaban en la Quebrada Cashacaño en labores de instalación de barreras, confinamiento, recuperación de crudo, limpieza y remediación de la zona afectada.
	Ingresó la UPP-423 al hangar del helipuerto de la Estación 5 para cargar paños oleofílicos bolsas, paños absorbentes y overoles para ser llevados al Puerto Saramiza y traslados luego por vía fluvial a la Quebrada Cashacaño. Mediante un bote motor.
	El helicóptero de Compañía A&S Pacific salió con destino al kilómetro 206 (distrito de Puerto Alegría) transportando personal, materiales para el lugar, paños oleofílicos, copa de trabajo, antena de radio, batería y alimentos.
	Cuadrillas de personal estaban colocando barreras artesanales y convencionales en la Quebrada Cashacaño
	Un helicóptero de la FAP trasladó personal del administrado y materiales al kilómetro 206.
08 de febrero del 2016	Durante la mañana se presentó una fuerte lluvia que impidió que el personal se movilizara por helicóptero hasta la Quebrada Cashacaño y a la zona de la avería
	El helicóptero realizó dos (2) vuelos con destino al kilómetro 206, llevando materiales necesarios para la emergencia,
	Se instaló la mitad de una camisa de refuerzo de 60 cm y se eliminó la fuga de petróleo crudo
09 de febrero del 2016	Un helicóptero llegó al kilómetro 206 llevando materiales y equipos requeridos para atender la emergencia ambiental
	Se realizó la colocación de la grapa provisional en la tubería
	Continuaron las labores de instalación de barreras y limpieza de las manchas de crudo en el río Morona y en la desembocadura de la Quebrada Cashacaño.
10 de febrero del 2016	Continuó la instalación de pórticos y recuperación de crudo
	El helicóptero realizó dos (2) vuelos con destino al kilómetro 206, llevando materiales necesarios para la emergencia,
	Se culminó la instalación en los pórticos e izó la tubería para realizar los trabajos de soldadura de la camisa de refuerzo definitiva.
11 de febrero del 2016	Continuaron las labores de limpieza y recuperación de petróleo crudo
	Se trasladaron por via fluvial paños oleofílicos, absorbente de hidrocarburos y bolsas plásticas para limpiar las orillas del río Morona
12 de febrero del 2016 al 03 de marzo del 2016	El administrado detalla una serie de acciones de limpieza y recuperación de crudo que efectuó en este periodo; sin embargo, se debe señalar que la conducta infractora materia de análisis se refiere a la adopción de **medidas inmediatas** de control y mitigación que a la fecha de la supervisión especial (**del 6 al 11 de febrero del 2016**) no se habían efectuado.

Elaboración: SFEM

481. Por otro lado, las barreras de contención instaladas en el cauce de la quebrada Cashacaño no resultaron medidas de mitigación suficientes, debido a que el petróleo crudo traspasó las referidas barreras alcanzando el río Morona, como se aprecia en las fotografías del Anexo 12 presente Resolución Directoral (Imagen N° 10 del Informe de Supervisión).

482. Adicionalmente, conforme al ITA de Morona, durante los tres (3) recorridos fluviales realizados en las supervisiones a la Quebrada Cashacaño, el río Morona y el río Marañón se encontró una cuadrilla de cuatro (4) personas contratistas de Petroperú realizando trabajos de recuperación del petróleo crudo de las aguas del río Morona, número insuficiente dada la extensión del área impactada; pues de acuerdo a lo observado en campo, el crudo en forma de película discontinua, grumos e iridiscencia, cubría en algunas zonas casi todo el ancho del río Morona, por lo que la recuperación y limpieza debió realizarse al menos desde tres (3) frentes, es decir dos (2) deberían

recorrer ambos márgenes del río, y el tercero, debió cubrir el centro del río, y así impedir que el impacto fuera mayor al evitar que el crudo siga discurriendo.

483. La zona más alejada al punto de inicio del derrame se encuentra a una distancia aproximada de setenta y cinco kilómetros con cuatrocientos metros (75.4 km) del origen de la emergencia[267-268] ocurrida el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del ORN, evidenciándose que Petroperú no adoptó las acciones de minimización de los impactos ambientales negativos de manera inmediata, lo que permitió su migración horizontal.

484. En tal sentido, existen elementos de juicio suficientes de la comisión de la presunta infracción administrativa imputada.

a. Análisis de descargos

a.1. En cuanto a la fecha de ocurrencia del derrame

485. Petroperú cuestionó la fecha en que se produjo el Derrame de Morona, alegando lo siguiente:

i) La determinación de un evento como una emergencia ambiental depende de la gestión que se efectúe para calificarlo como tal. La norma aplicable es la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD, que establece la definición de emergencia y enumera los hechos pasibles de ser considerados como tal. Así, de acuerdo a su Artículo 3°, la emergencia ambiental se configura cuando se corrobora que existe un evento, siendo que n el presente caso, fue el 3 de febrero del 2016 que se verificó la existencia del evento.

ii) En esa línea, corresponde al administrado, en caso de un evento súbito e imprevisible, ejecutar las acciones para determinar los impactos negativos que puede generarse en el ambiente de forma inmediata o potencial. En tal sentido, sólo si determinado hecho se encuentra en la capacidad de generar daño ambiental, el administrado se encuentra obligado a reportar a la autoridad sobre su ocurrencia, para que ésta ejerza las potestades necesarias.

iii) Entre la ocurrencia real de un hecho y la comunicación del mismo a la autoridad administrativa, existe un *momento deliberativo* a cargo del administrado en el cual éste ejecuta las acciones necesarias para determinar que existe la fundada apariencia que tal hecho puede afectar al ambiente y, por ende, debe ser comunicado a la autoridad como una emergencia ambiental. De lo contrario, se reportaría muchos hechos que no justifican la necesidad de ejecutar acciones de supervisión, al no revestir alguna apariencia de generar daños al ambiente.

iv) Por tanto, se puede concluir que, la sola "*disminución de la presión de descarga del bombeo en el Ramal Norte registrada en el sistema SCADA*", no puede calificarse como una "*emergencia ambiental*", a diferencia de lo indicado en la resolución de imputación de cargos; toda vez que, por sí misma, no otorga indicios de un impacto al ambiente. Por ello, fue necesario que el administrado ejecute acciones posteriores que permitieran confirmar el derrame, tal como lo indicamos en el Reporte Preliminar de Emergencia Ambiental N° ADM4-SG-002-

---

267 Cabe señalar que la distancia recorrida por el petróleo derramado producto de la emergencia en el ORN ha sido medida atendiendo a los datos recogidos durante la visita de supervisión.

268 Información a la fecha de las acciones de supervisión recogidas en los Informes de Supervisión N° 632-2016-OEFA/DS- HID y 1170-2016-OEFA/DS-HID.

2016 mediante el cual se comunicó a la autoridad competente este hecho, por revestir potencialidad de daño ambiental.

a.1. Sobre la inmediatez del control y minimización los impactos negativos ocasionados por el Derrame de Morona

486. Al respecto, cabe indicar que la presente imputación versa sobre la falta de adopción de las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el Derrame de Morona y no a la remisión de los respectivos reportes preliminar y final de emergencias ambientales; por lo que, los argumentos dirigidos exclusivamente a justificar las circunstancias de la remisión de dichos documentos quedan desestimados.

487. Sin perjuicio de lo señalado, se debe precisar que, contrariamente a lo manifestado por Petroperú, el Artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD no prescribe que un evento recién es calificado como emergencia ambiental cuando el administrado corrobora su existencia. La emergencia ambiental es un hecho que de cumplir con las condiciones de i) ser súbito o imprevisible generado por causas naturales, humanas o tecnológicas, ii) que incidan en la actividad del administrado y iii) que generen o puedan generar el deterioro al ambiente, califica como tal en el momento en que se produce (para el presente caso es el 2 de febrero del 2016). En la siguiente Tabla se aprecia a detalle el contenido de dicho Artículo, donde se aprecia que no contienen la condición señalada por el administrado:

Tabla N° 39: Contenido del Artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD

Artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD		
Primer párrafo	Definición	Evento súbito o imprevisible generado por causas naturales, humanas o tecnológicas que incidan en la actividad del administrado y que generen o puedan generar deterioro al ambiente
	Obligación	Debe ser reportado por el administrado al OEFA
Segundo párrafo	Supuestos de emergencias ambientales que deben reportarse	Incendios; explosiones; inundaciones; derrames y/o fugas de hidrocarburos en general; vertimientos de relaves, sustancias tóxicas o materiales peligrosos; vertimientos extraordinarios de aguas de producción o residuales; entre otros.

Elaboración: DFAI.

488. Con relación a la obligación contenida en el Artículo 66° del RPAAH, materia del presente PAS, se advierte que este Artículo precisa que el titular de las actividades de hidrocarburos debe tomar medidas inmediatas para controlar y minimizar los impactos generados en las emergencias con consecuencias negativas al ambiente. En este contexto, para alcanzar el objetivo de control y minimización señalados, se debe tomar en cuenta que la inmediatez que exige dicha norma se enmarca por la necesidad de reducir al máximo los efectos nocivos que podrían generarse al ambiente; pues la demora en su atención traería como consecuencia una mayor extensión del área impactada.

489. En efecto, la adopción de acciones de control y minimización, por su propia naturaleza, está limitada al momento inmediato de la ocurrencia de la emergencia ambiental. En el caso en particular, nos encontramos frente a instalaciones en contacto directo con componentes ambientales; por lo que, son condiciones conocidad por el administrado que, de producirse un derrame, este va a impactar directamente al suelo subyacente y, de extenderse, a cuerpos de agua cercanos al punto de la falla. Por lo tanto, una vez producida la emergencia, el administrado debió ejecutar acciones para controlar y mitigar los efectos negativos en el ambiente.

490. En este punto, cabe precisar que del Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, se desprende que un impacto negativo se encuentra definido como la alteración negativa de uno o más de los componentes del ambiente provocada por una acción[269].

491. Al respecto, corresponde indicar que la introducción de una sustancia contaminante[270] en el componente suelo constituye una alteración negativa de su calidad, debido a que modifica su composición de forma desfavorable para los potenciales receptores biológicos (personas, fauna, vegetación). Por ello, cuando los hidrocarburos entran en contacto con los suelos, ante un eventual derrame, generan impactos ambientales negativos en dicho componente, siendo que estos alteran la composición química natural de los suelos[271], modificando el pH y adhiriendo al suelo compuestos organometálicos, azufrados y gases nocivos[272].

492. Por otro lado, los derrames de petróleo crudo en los cuerpos de agua presentan disminución del oxígeno disuelto, debido a la reducción de la transferencia de oxígeno entre la fase atmósfera – agua, al igual que la entrada de luz al medio, lo que inhibe el crecimiento de ciertas especies y disminuye la fijación de nutrientes. Cabe señalar también que uno de los efectos adicionales de la presencia de hidrocarburos en cuerpos de agua es el consumo de oxígeno, lo cual aumenta la demanda bioquímica del agua y genera condiciones anóxicas, que a su vez producen la mortalidad de peces[273].

493. En esa misma línea, el TFA en la Resolución N° 055-2016-OEFA/TFA-SME del 19 de diciembre del 2016, estableció que los impactos ambientales negativos están referidos a cualquier modificación adversa de los componentes del ambiente o calidad ambiental[274]. De esta forma, en concordancia con la normativa ambiental y lo señalado

---

269 **Reglamento de Ley N°27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM**
"Anexo I:
DEFINICIONES
(...)
***8. Impacto Ambiental:** Alteración positiva o negativa de uno o más de los componentes del ambiente, provocada por la acción de un proyecto.*

270 **Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM que aprobó los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo**
"Anexo II
DEFINICIONES
(...)
***Contaminante:** **Cualquier sustancia química que no pertenece a la naturaleza del suelo** o cuya concentración excede la del nivel de fondo susceptible de causar efectos nocivos para la salud de las personas o el ambiente."*

271 Miranda Rodriguez Darío y Ricardo Restrepo Manrique, "Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales – impactos, consecuencias y prevención: La experiencia de Colombia". Colombia: International Oil Spill Conference Proceedings, 2005, pp. 571-575.
Disponible en: http://ioscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-2005-1-571

272 Tissot, B. P., & Welte, D. H. "Petroleum formation and occurrence", Berlín: Springer-Verlag, Alemania, 1984, pp. 150, 408.

273 Velásquez Arias, A. (2016). Contaminación de suelos y cuerpos de agua por hidrocarburos en Colombia Fitorremediación como estrategia biotecnológica de recuperación. Universidad Nacional Abierta y a Distancia. 51 pág. Colombia. Disponible en:
https://stadium.unad.edu.co/preview/UNAD.php?url=/bitstream/10596/12098/1/1094891851.pdf
(última revisión: 16 de marzo del 2019)

274 En dicha resolución el Tribunal de Fiscalización señaló expresamente lo siguiente:

"*29. Adicionalmente a ello, debe señalarse que la presencia de hidrocarburos en el suelo, a causa de un derrame, por ejemplo, es susceptible de generar afectación a dicho componente, así como a los ecosistemas que lo habilitan. De esa manera lo describe Miranda y Respecto:*
'Cuando el crudo llega al suelo, impide inicialmente el intercambio gaseoso entre la atmósfera y este. Simultáneamente, se inicia una serie de fenómenos fisicoquímicos como evaporación y penetración que puede ser más o menos lentos dependiendo del tipo de hidrocarburos, cantidad vertida, temperatura, humedad y textura del suelo. Entre más liviano sea el hidrocarburo, mayor es la evaporación y tiende a fluir más rápidamente por el camino más permeable (Miranda & Restrepo, 2002). Como el desplazamiento de la fauna del suelo es muy lento, solo aquellos invertebrados que habitan en la superficie asociados a las plantas como arañas, ciempiés, tijeretas o vertebrados como mamíferos, reptiles, (carnívoros de la cadena alimenticia), pueden huir más fácilmente en el caso de un derrame de crudo. En cambio, aquellos que viven bajo la superficie del suelo (principalmente invertebrados de la micro y mesobiota), los cuales son los que más participan en el proceso de formación del suelo, mueren irremediablemente'.
30. En el mismo sentido, las alteraciones físicas y químicas que provoca el hidrocarburo en el suelo, pueden presentarse de la siguiente manera:
'(...) formación de una capa impermeable que reduce el intercambio de gases y la penetración de agua; de las propiedades químicas, como serían los cambios en las reacciones de óxido reducción; o de las propiedades biológicas, como podrían ser la inhibición de la actividad de la microflora (bacterias, hongos, protozoos, etc.) o daños en las plantas y los animales que viven dentro o sobre el suelo, e inclusive en sus consumidos o depredadores".
(http://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=21090)

Del mismo modo, la Resolución N° 050-2017-OEFAITFA-SMEPIM señaló lo siguiente respecto a los impactos negativos en cuerpos de agua:

"*81. Cabe precisar que el parámetro TPH es un parámetro que engloba a la totalidad de hidrocarburos y su presencia en un cuerpo de agua puede ocasionar: (i) disminución de las concentraciones de oxígeno disuelto (aumento de la demanda bioquímica de oxígeno (DBO), (ii) efectos tóxicos a la vida vegetal (asfixia de algas y líquenes), animal (toxicidad en peces y aves acuáticas, extendiéndose hasta el hombre por acumulación en la cadena*

por el TFA, el contacto de crudo con un componente ambiental genera un impacto ambiental negativo al mismo, en tanto adiciona al sustrato sustancias contaminantes que alteran su calidad. Por lo que, se reitera que, inmediatamente producida la emergencia, Petroperú debió desplegar sus acciones para controlar y mitigar los efectos negativos en el ambiente producidos por el derrame. En tal sentido, queda desestimado lo alegado por el administrado.

a.2. <u>Sobre la detección del derrame</u>

494. Del Cuaderno del Operador de la Estación Andoas y el Cuaderno del Operador de la Estación 5 se evidenció los siguientes registros de las operaciones de dichas estaciones, contenidas en los Anexo 13 de la presente Resolución Directoral:

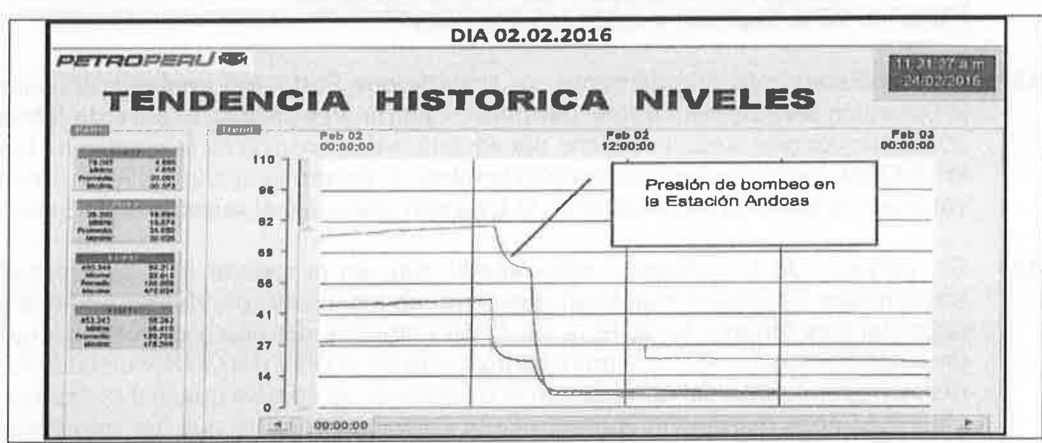
(i) El 2 de febrero del 2016 a las 07:50 horas el operador de la Estación Andoas registró una disminución en la presión de descarga del bombeo y su comunicación a distintas estaciones.

(ii) El 2 de febrero del 2016 a las 08:18 horas, el operador de la Estación 5 registró que la Estación Andoas había parado el bombeo de petróleo por el ORN debido a una disminución en la presión de descarga.

(iii) El 3 de febrero 2016 a las 09:57 horas el operador de la Estación 5, que ingresó al turno, registró que fue comunicado del hallazgo de la rotura en km 206.

495. En línea con lo mencionado precedentemente, se aprecia que los gráficos de la curva de presión registrada en el sistema SCADA[275] registró que hubo una caída brusca de la presión de bombeo en la Estación Andoas en la mañana del día 2 de febrero del 2016:

Tabla N° 40 Gráficos de la curva de presión registrada en el sistema SCADA



Fuente: Informe Técnico Acusatorio N° 190-2016-OEFA/DS por la Dirección de Supervisión.

---

trófica acuática), (iii) alteración de la actividad fotosintética por formación de una película superficial que disminuya la transmisión de luz y la difusión del oxígeno molecular, (iv) afectación de las características organolépticas del agua (especialmente el sabor y olor), entre otros. En consecuencia, su presencia en las muestras tomadas de los cuerpos de agua afectados por el derrame de crudo confirma el impacto ambiental negativo ocasionado en los mismos."
(https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=25669)

275 *"El Sistema de Comunicación y Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisorio (SCADA) es un sistema automático de detección y localización de fugas, incluyendo equipo de telecomunicaciones, unidad terminal maestra, red de área local, servidores, estaciones de trabajo, impresoras y accesorios necesarios para detectar y ubicar automáticamente fugas mínimas del flujo total operativo del ducto".*
VALDÉS LÓPEZ Francisco J. *Extracto del otorgamiento de permiso de transporte de gas licuado de petróleo por medio de ductos G/177/LPT/2005 A ductos del altiplano, S.A. DE C.V.* México, D.F., 2006, pp. 1-2.
"Otra definición menciona que es un sistema computarizado de monitoreo y control remoto que permite manejar simultáneamente instalaciones dispersas. Este sistema colecta y procesa en tiempo real información sobre flujos, presiones, temperaturas y calidad del tipo de hidrocarburo que se está transportando. Asimismo, permite operar a control remoto estaciones de medición, de comprensión, de bombeo y válvulas de seccionamiento; así como controlar el empaque del sistema de transporte en el ducto".
TOXQUI GARCIA, Marisela. *El impacto de la automatización del sistema nacional de ductos para la industria de PEMEX GAS y petroquímica básica, 1995-2003*. Escuela Superior de Economía del Instituto Politécnico Nacional. México, 2005, p. VI.

496. Por otra parte, cabe indicar que en el registro de volúmenes de petróleo bombeado, el día 2 de febrero de 2016 se presentó una elevada diferencia entre el volumen de petróleo bombeado en la Estación Andoas y el recepcionado en la Estación 5, ya que, la Estación Andoas bombeó 5357 barriles de petróleo y la Estación 5 recibió 3910 barriles de petróleo, es decir 1447 barriles de diferencia; conforme se indicó en el Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA/DS-HID que se sustentó en el documento "Volumen de Crudo Bombeado de Estación Andoas a Estación 5 – Período: Del 04.01.2016 al 04.02.2016", remitido por el administrado[276]:

Tabla N° 41: Registro de volúmenes de petróleo bombeado

VOLUMEN DE CRUDO BOMBEADO DE ESTACIÓN ANDOAS A ESTACIÓN 5.
PERIODO: DEL 04.01.2016 AL 04.02.2016

FECHA	DIFERENCIAS BOMBEO A 60°F				DIFERENCIAS BOMBEO NETOS			
	VOL. A 60°F Andoas	VOL. A 60°F EST-5	DIF. DIARIA	DIF. ACUM.	VOL. NETOS ANDOAS	VOL. NETOS EST-5	DIF. DIARIA	DIF. ACUM
	BLS.		BLS		BLS.		BLS	
10/01/2016	5,370.00	5,872.00	502.00	967.00	5,371.00	5,849.00	478.00	958.00
29/01/2016	-	-	-	1,156.00	-	-	-	1,018.00
30/01/2016	-	-	-	1,156.00	-	-	-	1,018.00
31/01/2016	4,837.00	4,274.00	-563.00	593.00	4,847.00	4,257.00	-590.00	428.00
01/02/2016	15,576.00	15,472.00	-104.00	-104.00	15,497.00	15,410.00	-87.00	-87.00
02/02/2016	5,357.00	3,910.00	-1,447.00	-1,551.00	5,333.00	3,894.00	-1,439.00	-1,526.00
03/02/2016			-	-1,551.00	-	-	-	-1,526.00

Andoas 24 de febrero 2016

Carlos Cabrera Cruzado
Supervisor Estación

Fuente: Petroperú.

En el Cuadro N° 08, se observa claramente, que el día 02 de febrero de 2016 se presentó una gran diferencia de crudo entre lo bombeado desde Estación Andoas a Estación 5, pues, Estación Andoas BOMBEÓ 5,357 barriles, Estación 5 RECIBIÓ 3,910 barriles de crudo, es decir, 1,447 barriles menos de lo Bombeado, lo cual, indicaría preliminarmente que ese volumen de 1,447 barriles correspondería al PETROLEO CRUDO DERRAMADO, y que además, el derrame se habría producido el 2 de febrero del 2016, y no como reportó la empresa en su Reporte Preliminar y Final de Emergencias.

Fuente: Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA/DS-HID

497. De lo señalado precedentemente, se advierte que Petroperú contaba con suficiente información para advertir que el derrame de Morona se produjo el día 2 de febrero del 2016, ello considerando que dicho día advirtió la disminución de la presión de bombeo en el ORN, motivo por el cual paró el bombeo y registró la elevada diferencia entre el volumen de petróleo bombeado en la Estación Andoas y el recibido en la Estación 5.

498. Sin perjuicio de lo señalado, cabe añadir que, en el reporte final de emergencias ambientales Petroperú manifestó que tomó conocimiento del derrame al finalizar la tarde del 3 de febrero del 2016 (a las 17:50 horas[277]), por una comunicación radial de un poblador que advirtió una mancha de crudo en el DDV del ORN; no obstante, de la revisión al cuaderno del operador de la Estación 5, se aprecia que el 3 de febrero 2016 a las 9:57 de la mañana el operador de la Estación 5 registró que fue comunicado del hallazgo de la rotura en el km 206; es decir, Petroperú tenía pleno conocimiento de la emergencia ambiental antes de la comunicación del poblador.

499. Finalmente, cabe señalar que el documento presentado por el administrado "Análisis de Falla del Segmento de Tubería de Progresiva Km 206+035 ø16" ORN" preparado por la empresa SNC – Lavalin, indica que la falla del ducto en la progresiva del km

---

276 Anexo 7 de la Carta N° OPE-223-2016, remitida con fecha 25 de febrero de 2016, que figura en la página 107 del archivo electrónico "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID.pdf", el cual obra en el folio 816 del Expediente.

277 Conforme señala el Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental Km 206+035 del ORN, presentado el 30 de mayo del 2019, mediante escrito con registro N° 54970

206+035 del Ramal Norte del ONP ocurrió el 2 de febrero del 2016, conforme se aprecia[278]:

> *"En el momento en que se presenta la falla (ésta ocurrió el día 2 del mes de Febrero de 2016), se llevan a cabo ensayos no destructivos tales como (Según Informe de Análisis de falla Ramal Norte del ONP – MCC Technology – Lima 22 de febrero de 2016)*
>
> - *Inspección Visual*
> - *Medición de espesores con ultrasonido"*

500. Con relación a las acciones adoptadas cuando se detectó la disminución en la presión de descarga del bombeo y las anotaciones efectuadas en el cuaderno del operador de la Estación 5, Petroperú efectuó las siguientes observaciones:

Respecto de las acciones realizadas una vez advertida la disminución en la presión de descarga del bombeo

501. Petroperú alega que en la medida que el Sistema SCADA permite detectar alguna variación de la presión de trabajo (succión y descarga) de cada Estación; cuando ocurre un evento significativo el procedimiento establece parar el bombeo para realizar la actividad de patrullaje de la línea del Oleoducto y verificar la integridad de ducto en caso exista fuga de petróleo crudo (aplicación del plan de contingencias). Añade que esta actividad implica hacer un patrullaje terrestre, aéreo o fluvial, de ser el caso, y para hacerlo en el menor tiempo se hace empleando cuadrillas de gente que realizan recorridos a pie hasta llegar a la posible falla.

502. Sobre el particular, el administrado precisa que la caída de presión no necesariamente implica una fuga de crudo, ya que puede deberse a otros factores como la descalibración de transmisores, disminución de la temperatura de ambiente, viscosidad del crudo; en tal sentido, ante el reporte de variación en los parámetros operativos del 2 de febrero del 2016, se habría efectuado un recorrido a pie (en tres frentes desde Andoas, Morona y Estación 5) a la tubería para verificar si había un derrame.

503. En consecuencia, Petroperú afirma que sí actuó de manera inmediata, y realizó las acciones pertinentes a fin de detectar oportunamente el derrame, ya que movilizó personal para constatar si la causa de la caída de la presión en el sistema SCADA correspondía a una fuga.

504. Ahora bien, de los actuados en el expediente se tienen las siguientes conclusiones:

- Para acreditar que efectuó patrullaje el 2 de febrero del 2016, el administrado presentó tres (3) fotografías[279] que no se encuentran fechadas ni georreferenciadas y el Informe de "Acciones realizadas durante y después del evento km 206+035 ORN", el cual no se encuentra sustentado con documentación corrobore las acciones descritas en el mismo; dicho informe sólo cuenta con fotografías que no se encuentran fechadas ni georreferenciadas; por lo tanto, no acreditan el Patrullaje del 2 de febrero del 2016.

- Por el contrario, en el reporte preliminar de emergencias ambientales Petroperú declaró ante la autoridad ambiental que, recién el 3 de febrero del 2016, activo su Plan de Contingencias, movilizando **una** cuadrilla de personal a la zona del evento desde la Estación 5. Dichas declaraciones fueron confirmadas en el reporte final de emergencias ambientales presentado por Petroperú el 17 de febrero del 2016:

[278] Folio 422 del expediente.
[279] Páginas 22 y 23 del Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

Tabla N° 42 Contenido de los reportes de emergencias

Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales

Descripción del evento:

Al finalizar la tarde del día 03.02.2016 se recibió la comunicación radial entrecortada de lugareños manifestando la existencia de una mancha de crudo en el derecho de vía del Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del río Mayuriaga.

Gerencia Oleoducto activó su Plan de Contingencia, movilizando una cuadrilla de personal y equipos a la zona del evento desde la Estación 5, para confirmar la información y de ser cierta, implementar las acciones correspondientes y atender la emergencia.

Reporte Final de Emergencias Ambientales

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL EVENTO[1]:

- Al finalizar la tarde del día 03.02.2016 se recibió la comunicación radial entrecortada de un poblador de la zona de Mayuriaga, indicando la existencia de una mancha de petróleo crudo en el derecho de vía del Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del cruce con el río Mayuriaga. La zona es agreste, de difícil acceso y con precipitaciones pluviales frecuentes.
- El personal del Oleoducto aplicó su Plan Zonal de Contingencia movilizando una cuadrilla de personal y equipos a la zona del evento desde la Estación 5, para implementar las acciones correspondientes para atender la emergencia.

- En tal sentido, las declaraciones del propio administrado, contenidas en los reportes preliminar y final de emergencias ambientales, desacreditan que el 2 de febrero del 2016 Petroperú realizó un patrullaje a la tubería en tres frentes (desde Andoas, Morona y Estación 5), como se aprecia a continuación:

Tabla N° 43 Comparación de información suministrada por el administrado

Información	Descargo al IFI	Reporte Preliminar de Emergencias ambientales	Reporte Final de Emergencias ambientales
Fecha de la activación del Plan de Contingencias (patrullaje)	02/02/2016	**03/02/2016**	**03/02/2016**
Frentes de recorrido del patrullaje	Andoas Morona Estación 5	Estación 5	Estación 5

Elaboración DFAI

- En este punto se debe precisar que, conforme señaló Petroperú, una vez detectada la variación de la presión de trabajo, de acuerdo al procedimiento, además de parar el bombeo se debía efectuar el patrullaje de la línea del Oleoducto y verificar la integridad de ducto en aplicación del plan de contingencias, sin embargo, el administrado esperó más de 24 horas para activar su Plan de Contingencias con el Patrullaje a la zona del evento.

505. En consecuencia, considerando que Petroperú no ha presentado medios probatorios que demuestren que el 2 de febrero del 2016 activó su Plan de Contingencias efectuando patrullajes a la tubería y que en los reportes preliminar y final de emergencias ambientales declaró que dicho plan recién se aplicó el 3 de febrero con la movilización de una cuadrilla desde la Estación 5; se advierte que el administrado no actuó de manera inmediata ante la emergencia ambiental materia de análisis, por lo que quedan desvirtuados sus argumentos.

Respecto de las anotaciones de los operadores de la Estación 5

506. Petroperú alegó que en su bitácora, el operador de la estación realiza anotaciones relacionadas al desarrollo de su trabajo, como por ejemplo, el inicio o parada de bombeo, niveles de tanques, instalaciones en equipos dentro de la estación, lo cual reporta a su jefatura, pero no indica labores de patrullaje en la tubería del oleoducto dado que no es parte de sus funciones, pues los patrullajes son reportados por el área correspondiente al mantenimiento. Asimismo, el administrado añadió que la hora que reporta el operador sobre la comunicación, no está especificada en el cuaderno del operador; asimismo, se debe tener en cuenta que las anotaciones que realizan son específicas del trabajo operativo que efectúan.

507. Sobre el particular, se debe precisar que las labores de un operador comprenden efectuar el bombeo de petróleo de los tanques de una estación a otra, para lo cual se requiere conocer el estado de las instalaciones involucradas, tales como, las bombas, tanques de almacenamiento, el oleoducto, entre otros. En tal sentido, siendo que el cuaderno del operador es un registro en el que se da cuenta del estado de dichas instalaciones y de las actividades efectuadas el personal operativo; resulta evidente que los operadores deben registrar en él las incidencias en el funcionamiento de las instalaciones, ello en la medida que impactan en el desempeño de sus funciones, como sucedió en el presente caso.

508. Si bien el patrullaje no es función del operador de la estación, ello no implica que éste se encuentre imposibilitado de tomar conocimiento de las incidencias presentadas en el oleoducto, por el contrario, en la medida que dichas incidencias impactan en sus labores, es de esperarse que sean oportunamente informados por las áreas correspondientes.

509. En efecto, en el presente caso, del cuaderno del operador de la Estación 5, se aprecia que a las 9:57 am del día 3 de febrero del 2016, antes de la comunicación del poblador; Petroperú dejó constancia que ya había tenido conocimiento de la rotura en el ORN; esto es, que se estaba produciendo un derrame de Morona; conforme se aprecia a continuación:

Cuaderno del Operador de la Estación 5

3 de febrero del 2016
(...)
9: 57 Estación Paró Bombeo por Bajo Stock de Crudo
(...)
- *J. Sisniegas comunicó el hallazgo de Rotura en km 206 (...)*

510. En tal sentido, se verifica que han quedado desvirtuados los alegatos presentados por Petroperú sobre las anotaciones de los operadores de la Estación 5.

511. Siendo que ha quedado evidenciado que el 2 de febrero del 2016 el administrado (i) tomó conocimiento de la disminución de la descarga de bombeo en la Estación Andoas, (ii) registró la elevada diferencia entre el volumen de petróleo bombeado en la Estación Andoas y el recepcionado en la Estación 5 (1447 barriles de diferencia), y (iii) paró el bombeo de petróleo por el ORN; así también, considerando que (iv) el documento "Análisis de Falla del Segmento de Tubería de Progresiva Km 206+035 ø16" ORN" presentado por el administrado señala que la falla del ducto en la progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP ocurrió el 2 de febrero del 2016; ha quedado acreditado que el derrame de Morona ocurrió el 2 de febrero del 2016 y el administrado contaba con los medios suficientes para advertirlo y activar su plan de contingencias el mismo día.

a.2. Con relación a las medidas adoptadas según el Plan de Contingencias[280]

512. El administrado alegó que una vez producido el derrame efectuó las siguientes acciones, según lo señalado en el Informe Final de Emergencias Ambientales remitido al OEFA:

- Una vez reportado el evento, se activó de inmediato el Plan de Contingencia, se informó a las autoridades competentes, y se inició la movilización de una cuadrilla de personal y equipos a la zona del derrame desde la Estación 5 para implementar las acciones correspondientes para atender la emergencia.
- Habilitación del helipuerto y campamentos para las labores de apoyo logístico, transporte de personal técnico, barreras, palos oleofílicos, cilindros y equipos de reparación de tubería.
- Instalación de una barrera convencional en la desembocadura de la quebrada Copay, la cual desemboca al río Morona, instalación de barreras artesanales en la quebrada Cashacaño, lográndose contener el crudo.
- El personal de la Compañía OASIS, SERPREMOR y SERVINOR se encargó de las labores de instalación de barreras, confinamiento, recuperación del crudo, limpieza y remediación de la zona afectada por el derrame.
- Se instaló la mitad de una camisa de refuerzo de 60 centímetros de longitud, controlando la fuga del petróleo.
- Se realizó la soldadura de tres camisas de refuerzo de 20 centímetros cada una, haciendo un total de encamisetado de 60 centímetros.
- Se efectuaron las labores de limpieza y recuperación de crudo con un total de 30 cilindros en el lugar de ocurrencia y en la desembocadura de la quebrada Cashacaño y río Morona.

513. Asimismo, en el Acta de Supervisión del 11 de febrero del 2016, Petroperú detalló las siguientes observaciones:

- El 9 de febrero del 2016, los 70 trabajadores de la CCNN de Mayuriaga, que realizaban labores de recuperación y limpieza, paralizaron las actividades para negociar su salario, cuando se llegó a un acuerdo se reanudaron las actividades.
- El 10 de febrero del 2016, personal de Petroperú continuaba realizando trabajos de limpieza y recuperación de crudo de las orillas y recodos del río Morona, contabilizando un total de 120 bolsas de plástico con residuos de petróleo crudo.
- El 11 de febrero del 2016, Petroperú envió una cuadrilla adicional de personal para inspeccionar aguas arriba del río Morona desde la desembocadura y continuar con los trabajos de recuperación y limpieza de ser necesario. Al 11 de febrero del 2016, se contaba con 170 personas realizando los trabajos de limpieza y recuperación del crudo.
- Algunos pobladores impidieron y entorpecieron los trabajos de limpieza y recuperación.

514. Para contradecir lo señalado respecto a que únicamente se encontró una cuadrilla de 4 (cuadro) personas realizando trabajos de recuperación de crudo en el río Morona, por cuanto habrían contado con 170 personas trabajando en la limpieza y remediación en la zona del derrame, Petroperú presentó los siguientes cuadros de resumen de los contratos que habrían celebrado los primeros días del derrame. Asimismo, indicó que, todas las contrataciones directas se encuentran en la página del SEACE, debidamente sustentados con su conformidad:

---

280 Las acciones adoptadas por el administrado se encuentran recogidas en la Linea de tiempo del anexo 14 del presente Resolución Directoral.

Tabla N° 44: Resumen de los principales contratos de los primeros días del derrame

N° OTT	Nombre del servicio	Empresa	Fecha de ejecución	N° de jornales	N° de personas	Total de personal
4100004318	Apoyo con equipos, materiales varios, víveres y personal especializado y no especializado para reparación de la tubería KM 206+035 ONP (VER ANEXO N° 3)	Servicios Generales OASIS EIRL	03.02.2016 al 16.02.2016	1003 jornales de personal de apoyo no calificado	02 soldador 01 amolador 01 armador 01 mecánico 02 soldador especializado 02 amolador especializado 71 personal de apoyo no calificado	80
4100004310	Km206+035 apoyo en limpieza de terreno (VER ANEXO N°4)	Servicios Mor Oriente SAC	04.02.2016 al 16.02.2016	264 jornales de personal de apoyo no calificado	Capataz Cocinero Enfermero 02 motosierritas 20 personal de apoyo no calificado	25
4100004249	Inspección de Encamisetado de la tubería de 16" en la progresiva KM 206+035 del ORN. (VER ANEXO N°5)	Aplic. Tecnologia y Aseguramiento de Calidad (ATAC)	10.02.2016 al 25.02.2016		02 personal calificado	2

Análisis de los medios probatorios

N°	Medio Probatorio	Análisis
1	Orden de Trabajo a Terceros N° 4100004318[281] con el contratista OASIS por el "Servicio de Apoyo con Equipos, Materiales Varios, Víveres, Personal Especializado y No Especializado Para la Reparación de la Tubería Km 206+035 ORN"; la valorización final del servicio y conformidad del servicio[282].	El documento indica que el servicio de apoyo se efectuó del 3 al 16 de febrero de 2016 y que fue ejecutado a satisfacción de Petroperú. Sin embargo, se advierte que los documentos no brindan detalle respecto a las actividades involucradas en el servicio y la fecha en que fue ejecutada cada actividad. Por tanto, no es posible verificar que dicho servicio cumplió con la finalidad de controlar y minimizar de forma inmediata el impacto causado por el derrame. Sin perjuicio de lo señalado, cabe precisar que dichos documentos no contemplan servicios efectuados el 2 de febrero del 2016, ello tomando en cuenta que el Derrame de Morona se produjo a las 07:50 de la mañana de dicho día. Por lo señalado previamente, no se acreditó la adopción de medidas de control y minimización inmediatas a la emergencia ambiental.
2	Orden de Trabajo a Terceros N° 410004310 por el "*Servicio de apoyo con equipos y personal no especializado para labores de limpieza en la zona de contingencia ambiental Km 206+035 ORN. Zona Puerto Alegría*", valorización del servicio y documento de conformidad de obra correspondiente[283].	El documento indica que el servicio de apoyo se efectuó del 4 al 16 de febrero de 2016. El documento no acredita la ejecución de medidas inmediatas de control y mitigación por cuanto no precisan las labores efectivamente realizadas ni la fecha de su ejecución.

281 Página 31 del Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

282 Folios 1783 y 1784 del Expediente.

283 Folio 1784 y 1785 del Expediente.

3	Orden de Trabajo a Terceros N° 4100004249[284] por el Servicio de Inspección de Encamisetado de la Tubería de 16" en la Progresiva del Km 206+035 del ORN"; la valorización final del servicio y la conformidad de obra[285].	Los documentos no acreditan la adopción de medidas inmediatas de control y minimización por cuanto las inspecciones de las camisetas se efectuaron el 10 y 15 de febrero de 2016, vale decir, ocho días después de ocurrida la emergencia ambiental.

Sobre las órdenes de trabajo, Petroperú añadió que evidencian trabajos desde el 3 al 25 de febrero del 2016, ello respecto de la atención de la emergencia como respecto de servicios logísticos conexos; sin embargo, conforme a lo desarrollado en el cuadro precedente; dichos documentos no acreditaron la atención inmediata de la emergencia mediante acciones de control y minimización del derrame ni la efectividad de las actividades realizadas por el personal del administrado.

Otros servicios logísticos

N° OTT	Nombre del Servicio	Empresa
4200028895	Suministro de agua KM 206	Servicios Generales OASIS EIRL
4200028924	Apoyo en la emergencia KM206+035	
4200029551	Trabajo en KM 206+035 (suministros varios)	
4200030457	Construcción de campamento N° 02	
4200032587	Provisión de materiales para KM 206+035	
4200041067	Restitución de soportes de madera KM 206+035	

Análisis

De la revisión al registro del 3 de febrero del 2016 del cuaderno de obra de Oasis, se advierte que dicho contratista precisa que recibieron la orden de preparar personal y víveres después de que pobladores de la comunidad detectaran una mancha de petróleo en la progresiva del km 206; comunicación que se efectuó al finalizar la tarde del 3 de febrero del 2016 como señalan los reportes preliminar y final de emergencias ambientales presentados por Petroperú; es decir, habiendo transcurrido más de 24 horas de producida la emergencia.

Medio Probatorio

Listado de contratos ejecutados los primeros 15 días[286]

Análisis

Dicha lista consta de veiticuatro (24) contratos, de los cuales veintitrés (23) corresponden a servicios efectuados del 4 al 18 de febrero del 2016; por lo que, no están referidos a acciones para controlar y minimizar de forma inmediata el impacto causado por la emergencia materia del presente PAS, las cuales debieron efectuarse una vez producida la emergencia ambiental.

Respecto al contrato de "*Serv Patrullaje Terrestre ORN*", que según el administrado se habría iniciado el 2 de febrero del 2016 y habría concluido el 3 de febrero del 2016, se efectuó la búsqueda a la página web del SEACE; sin embargo, no se encuentra dicho contrato. Cabe indicar que el administrado no lo adjuntó en sus escritos.

Finalmente, cabe precisar que tales documentos no brindan detalle respecto a las actividades involucradas en el servicio y la fecha en que fue ejecutada cada actividad. Por tanto, no es posible verificar que hubieren cumplido con la finalidad de controlar y minimizar de forma inmediata el impacto causado por el derrame.

Medios Probatorios

- Tareo de personal de la empresa Sepremor EIRL para el "*Servicio de Apoyo con Equipos y Personal no Especializado para Labores de Limpieza en Zona de Contingencia Ambiental km 206+035 ORN - Zona de Quebrada Cashacaño*", correspondiente al período del 5 al 13 de febrero del 2016.
- Tareo de personal de la empresa Sepremor EIRL para el "*Servicio de Apoyo con Equipos y Personal no Especializado para Labores de Limpieza en Zona de Contingencia Ambiental km 206+035 ORN - Zona de Quebrada Cashacaño*", correspondiente al período del 5 al 16 de febrero de 2016.
- Factura N° 000057, emitido por Serpremor EIRL, del 29 de febrero del 2016.
- Valorización de jornales laborados del 5 al 13 de febrero del 2016.

Análisis

284 Diaposivita N° 57 del PPT del Informe Oral del 08 de julio del 2019.

285 Folio 1786 al 1787 del Expediente.

286 Páginas 32 y 33 del Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

Si bien de dichos documentos, se aprecia el personal brindado por el contratista para el servicio de apoyo a la contingencia del Km 206+035 del ORN, no se indica las actividades que efectuó en el periodo del 5 al 16 de febrero del 2016 a efectos de verificar si fueron medidas de control y minimización las ejecutadas por dicho personal. Ello sin perjuicio de que dichos documentos se refieren a servicios realizados tres (3) días después de producida la emergencia.

Elaboración: DFAI.

515. Ahora bien, del Cuaderno del Operador de la Estación 5, se advierte que el 2 de febrero del 2016 a las 8:18 hrs. el operador de la Estación Andoas había parado el bombeo de petróleo por el ORN debido a una disminución en la presión de descarga. No obstante, el actuar del administrado no debió limitarse a detener el bombeo, sino que correspondía que active su Plan de Contingencias a efectos de poner en ejecución las acciones para controlar y minimizar los impactos negativos al ambiente generados por la emergencia[287].

516. Cabe señalar que, además de parar el bombeo por el ORN, el administrado no ha demostrado que el 2 de febrero del 2016 y en la mañana del 3 de febrero del 2016 efectuara acciones inmediatas para controlar y minimizar los efectos de la emergencia; por el contrario, en el Informe Preliminar de Emergencias, Petroperú señaló que al finalizar la tarde del día 3 de febrero del 2016 recién activó su plan de Contingencias movilizando a una cuadrilla de personal a la zona del evento, justificando su tardanza en que en ese momento habría tomado conocimiento de la existencia de una mancha de crudo en el DDV del ORN.

517. Cabe indicar que el personal del administrado que partió rumbo a la referida zona como parte de la activación del Plan de Contingencia de Petroperú debió llevar consigo los materiales que resulten necesarios e idóneos para obturar la rotura del ducto, minimizar la cantidad del hidrocarburo que se derramaba y contener lo ya derramado. En este punto, se debe señalar, que si bien al administrado no se le exige necesariamente que los expertos soldadores fueran los primeros en llegar, sí que el personal que llegue primero se encuentra en condiciones para efectuar el control y minimizar el derrame, es decir, tenga la capacitación y los materiales para dar una respuesta eficiente y sobre todo oportuna a una emergencia ambiental.

518. Ahora bien, en el presente caso el administrado reconoce que recién al finalizar la tarde del día 3 de febrero del 2016 (después de 24 horas de producida la emergencia) desplegaron a su personal para corroborar la existencia del derrame, en tal sentido, el administrado perdió la oportunidad de implementar acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados.

519. La falta de implementación de medidas de control y acciones de contención efectivas e inmediatas, permitió que durante seis (6) días consecutivos el crudo continuara derramándose y migrando a más áreas, lo cual provocó el incremento en tiempo y espacio del impacto negativo de los suelos y cuerpos de agua (Quebrada Cashacaño y río Morona, además del canal de la escorrentía a través del cual se desplazó el crudo hasta unirse con la Quebrada Cashacaño).

520. Para el caso en particular de las acciones de control y mitigación efectuadas por el administrado mediante barreras de contención en la desembocadura de la Quebrada Cashacaño (río Morona), se advierte que las mismas no fueron suficientes, ni instaladas adecuadamente, debido a que el crudo traspasó las referidas barreras, alcanzando las aguas del río Morona, conforme se muestra en las fotografías del Informe Técnico Acusatorio N° 190-2016-OEFA/DS, detalladas en el Anexo 15 del presente Resolución Directoral.

---

287 Ver el procedimiento de Plan de Contingencias de Petroperú en el Anexo 16 del presente Resolución Directoral.

521. Conforme a lo expuesto, las medidas adoptadas por Petroperú no fueron eficientes ni oportunas, toda vez que no realizó el control inmediato del derrame, conforme al Plan de Contingencias; por cuanto el derrame ocurrió el 2 de febrero del 2016 pero fue recién controlado el 8 de febrero del 2016, con lo cual después de seis (6) días de iniciado el derrame recién instaló una camiseta o grapa sobre el punto del derrame.

522. Cabe indicar que Petroperú tenía la obligación de adoptar de manera inmediata (oportuna) las medidas de control y minimización idóneas para atenuar los impactos negativos generados al ambiente; pero tuvieron que pasar más de 24 horas para que recién active su Plan de Contingencias de manera tardía.

523. Con relación a la cantidad de personas que se encontraban realizando trabajos de limpieza y remediación durante las acciones de supervisión, cabe precisar que las acciones de control y minimización debieron efectuarse inmediatamente producido el derrame, es decir, el 2 de febrero del 2016; en tal sentido, independientemente de la cantidad de personas que realizaban dichos trabajos durante la acción de supervisión; se ha acreditado que el administrado inició sus actividades de control y minimización un día después del derrame de Morona y sumado a ello, dichas acciones no fueron suficientes ni adecuadas, debido a que el crudo traspasó las barreras instaladas.

524. Finalmente, Petroperú alegó que la activación inmediata del Plan de Contingencias ha sido confirmada por el OSINERGMIN; sin embargo, no ha presentado medio probatorio que respalde su afirmación.

a.3. <u>Con relación a las condiciones climatológicas de la zona</u>

525. Por otro lado, Petroperú señaló que el difícil acceso, las fuertes lluvias y vientos frecuentes hicieron que el acceso y la implementación de las medidas de control y mitigación resultaran complicadas (impedimento en el transporte vía helicóptero y demora en el trayecto vía fluvial) por cuanto se tiene que seguir un protocolo de ingreso; pese a ello, se ejecutó inmediatamente las medidas señaladas en el Plan de Contingencias, paralizando el bombeo una vez que tomó conocimiento del derrame y movilizando al personal y el equipo para identificar el punto de la falla, evaluar la situación y tomar medidas de control correspondientes, tal como dispone el Plan de Contingencias.

526. Finalmente, en la audiencia de informe oral del 22 de febrero del 2019[288] Petroperú alegó que en el momento cuando ocurrió el evento del Km 206+035 ORN fue una época de precipitación anómala y extraordinaria, por lo cual, no pudo acceder con helicóptero, el acceso fue por vía fluvial y terrestre. Añade que al final del tercer día llegaron y comenzaron a reconocer el lugar para determinar donde fue la falla y el quinto día empezaron a colocar la grapa que también llegó por vía terrestre porque fue imposible llegar en helicóptero.

527. A continuación, se procede a analizar los documentos que el administrado ha presentado como evidencia de sus afirmaciones:

---

[288] **Informe Oral – 01h 18 min:**
"En el caso del Km 206, es en una zona de selva donde las condiciones climáticas son muy complejas. El acceso más rápido que podemos tener es por vía aérea. Lamentablemente en ese momento en que ocurrió los eventos fue en una época de mucha precipitación, anómala, extraordinaria y el helicóptero no pudo acceder a la zona.

Nosotros dispusimos en su momento que vaya un contingente por vía fluvial y que camine a la zona. Sabemos los riesgos que es caminar por la selva, hay serpientes, hay diferentes tipos de insectos y la gente controlando los riesgos llegó a la zona. Estas personas llegaron antes, si no recuerdo fue al final del tercer día, cuando comenzaron a reconocer el lugar para determinar exactamente dónde fue y al quinto día es donde se colocó la grapa que fue llevada por vía terrestre porque no llegó el helicóptero, era imposible llegar por helicóptero.

Entonces los términos de inmediatez son relativos a las circunstancias, no podemos decir inmediato y que esto suceda en un minuto, es un imposible. Hay que mirar la connotación en la cual ocurren estos eventos. En el Km 206 tan igual como en el km 440, ahí si estábamos operando, y se confirmó la bajada de presión, inmediatamente se paró, se redujo todo, se cerraron las válvulas y se dispuso el personal para que vaya con todo el equipamiento especial para contener este problema."

Tabla Nº 45

<table>
<tr><th>Documento</th><th>Análisis</th></tr>
<tr><td>Anexo V de los descargos al Inicio
Documento denominado "Senamhi - Últimos Datos"

Folio 463 del (Anverso) Expediente
El registro de la Estación Meteorológica Aramango (provincia de Bagua – departamento de Amazonas) correspondiente al periodo del 1 al 31 de enero del 2016.

Folio 463 del (Reverso) Expediente
Registro metereológico que no menciona la ubicación de la estación metereológica, correspondiente al periodo del 1 al 31 de enero del 2016.</td><td>El registro metereológico que obra en el folio 463 (anverso) del Expediente corresponde a la estación Aramango, la cual está ubicada a 170 Km del Km 206+035 del ORN.

En dicho registro se advierte que ocurrieron precipitaciones en el horario de 7 am a 7 pm en cinco días del mes de enero del 2016. (Días 10,12, 22, 27 y 29). No se hace mención a la velocidad del viento en el registro metereológico.

Por tanto, el registro del folio 463 (anverso) no acredita que lluvias fuertes o continuadas hayan impedido al administrado efectuar las acciones de control y mitigación por cuanto las precipitaciones registradas no fueron frecuentes en la zona; y corresponden al mes anterior al evento de derrame del Km 206+035 ORN.

Respecto al registro metereológico que obra en el folio 463 (reverso) del Expediente, en la medida que no menciona la ubicación de la estación metereológica, no acredita la intensidad de precipitaciones en el Km 206+035 del ORN</td></tr>
<tr><td>Anexo W de los descargos al inicio.

Folio 464 al 465 del Expediente
Dos documentos nombrados "Condiciones Metereológicas de la Estación que se Indica – Informa"

Los documentos contienen el registro de condiciones meteorológicas registradas por el personal de la FAP en la estación meteorológica "La Vista" de la Estación 5 del ONP, correspondiente al periodo del 1 al 10 de febrero del 2016 y del 11 al 20 de febrero del 2016.</td><td>De la lectura de los registros de condiciones meteorológicas remitidos por el administrado se tiene lo siguiente:

<table>
<tr><th colspan="21">REGISTRO DE CONDICIONES METEREOLOGICAS - ESTACION 5 ONP
FEBRERO DEL 2016</th></tr>
<tr><td></td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td><td>6</td><td>7</td><td>8</td><td>9</td><td>10</td><td>11</td><td>12</td><td>13</td><td>14</td><td>15</td><td>16</td><td>17</td><td>18</td><td>19</td><td>20</td></tr>
<tr><td>Mañana</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Tarde</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="20">Lluvia</td></tr>
</table>
• Los días 2, 3, 4 y 5 (mañana) de febrero 2016 no se registraron lluvias en la Estación 5 del ONP.

• Si bien desde el día 5 (tarde) al 20 de febrero se registraron lluvias en la Estación 5; en los documentos remitidos no se aprecia que éstas fueran de una intensidad extraordinaria para la zona.

• No se hace mención a la velocidad del viento en el registro de condiciones meteorológicas.</td></tr>
</table>

Elaboración: DFAI.

528. Por tanto, se concluye que las condiciones climatológicas presentadas no impidieron que el administrado pudiera adoptar las medidas inmediatas de control y mitigación por cuanto i) desde el día 2 de febrero (día del derrame) hasta el día 5 de febrero 2016 no se registraron lluvias; que, ii) no se ha indicado la presencia de vientos fuertes en los documentos remitidos; y que iii) no se indicó que las lluvias subsecuentes fueran de una intensidad extraordinaria que evitara el acceso al lugar del derrame al cual también se puede acceder por tierra, conforme señala el propio administrado[289].

529. Cabe reiterar que, conforme a lo desarrollado precedentemente, el administrado no efectuó acciones de manera inmediata a la ocurrencia del derrame de Morona; por el

289 Informe oral del 22 de mayo del 2019.

contrario, señaló que al finalizar la tarde del día 3 de febrero del 2016 tomó conocimiento de la emergencia y recién activó su Plan de Contingencias.

530. Sin perjuicio de lo señalado, cabe reiterar que de acuerdo al PAMA del ONP[290], el sector Oriente del ONP (que comprende a la Estación 5 y la progresiva del Km 206+035 del ORN) se encuentra ubicado en la selva baja, en zonas de bosque muy húmedo tropical, con un promedio de precipitación pluvial diaria de 9.3 mm.

531. En efecto, de acuerdo al Mapa Climático del Perú publicado por el Senamhi (ver Anexo 6 de la presente resolución)[291], la ubicación de la Estación 5 y la progresiva del Km 206+035 del ORN corresponden a lugares con clima de Selva Tropical Muy Húmeda, cuya característica es ser un clima muy lluvioso, con precipitaciones abundantes durante todo el año.

532. Así también, de acuerdo al Mapa de Anomalía Mensual de Precipitación correspondiente al mes de febrero de 2016[292], publicado por el Senamhi, se advierte que durante el mes de febrero del 2016 no se registraron precipitaciones anómalas o extraordinarias, respecto de los promedios históricos de precipitación registrados, en las estaciones meteorológicas cercanas a la progresiva del Km 206+035 del ORN, conforme se aprecia en el Anexo 6 del presente Resolución Directoral.

533. Por tanto, considerando que la Estación 5 y la progresiva del Km 206+035 del ORN se ubican en una zona de selva lluviosa, con abundantes precipitaciones pluviales durante todo el año; y que, según el Mapa de Anomalías de Precipitación Mensual no se evidencia que en la zona hubo lluvias de intensidad anómala durante el mes de febrero de 2016, se concluye que el administrado no ha acreditado una situación climática anómala o imprevisible que le hubiera impedido adoptar acciones inmediatas de control y mitigación de la emergencia ambiental del Km 206.035 del ORN, toda vez que la presencia de lluvias abundantes es una condición regular en la zona de la emergencia ambiental, situación que administrado debía estar en condiciones de afrontar, por tener pleno conocimiento de la misma.

534. Finalmente, cabe señalar que el administrado también tiene posibilidad de acceder a la zona de la emergencia por vía fluvial, según se contempla en i) el Plan de Contingencias del ONP[293], y en ii) la declaración del administrado en el Informe Oral del 22 de mayo del 2019[294].

---

[290] PAMA del ONP, aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995:

*"IV. **Caracterización del Ambiente***
(...)
*B. **Medio Biológico***
*1. **Ecosistemas***
a) Sector Oriente
(1) Ecosistemas – Relaciones Ecológicas
Las estaciones· correspondientes al Oleoducto, Sector Oriente, se encuentran ubicadas en la Selva Baja, en las zonas de vida bosque húmedo tropical y bosque muy húmedo tropical, caracterizadas por presentar temperaturas· cuyos promedios anuales máximo es 31.4°C y mínimo de 21.3°C, con, Humedad relativa promedio anual de 81.72% y promedio de precipitación diaria de 9,3 mm."

[291] Disponible en https://www.senamhi.gob.pe/?&p=mapa-climatico-del-peru
(Consultado el 09 de mayo del 2019).

[292] Ibídem.

[293] **Plan Zonal de Contingencia de Gerencia Oleoducto**
"IV Capítulo 4: organización de Respuesta a Emergencias
IV.3 Equipos de Respuesta
IV.3.3 Transporte
(...)
4. Fluvial
En La zona de influencia de las Estaciones 1, 5, Morona, Andoas y 6, se cuenta permanentemente con contratistas que poseen unidades para operaciones acuáticas, las cuales facilitarán las labores de respuesta a la emergencia."

[294] **Informe Oral – 01h 18 min:**
Administrado:
"Nosotros dispusimos en su momento que vaya un contingente por vía fluvial y que camine a la zona. Sabemos los riesgos que es caminar por la selva, hay serpientes, hay diferentes tipos de insectos y la gente controlando los riesgos llegó a la zona. Estas personas llegaron antes, si no recuerdo fue al final del tercer día, cuando comenzaron a reconocer el lugar para determinar exactamente dónde fue y al quinto día es donde se colocó la grapa que fue llevada por vía terrestre porque no llegó el helicóptero (...)"

a.4. <u>Con relación a la ruptura del nexo causal</u>

535. Petroperú alegó que OEFA no toma en cuenta las dificultades especiales que tuvo que afrontar en este tramo debido al difícil acceso a la zona, las fuertes lluvias y los vientos frecuentes, las cuales constituyen situaciones de caso fortuito y fuerza mayor que cumplen con las características de ser imprevisible, irresistible y extraordinario.

536. El administrado no ha presentado medios probatorios que acrediten fuertes lluvias y vientos frecuentes que le hubieren impedido acceder al punto de la falla para efectuar las acciones de control y minimización inmediatas; por el contrario, se reitera que del registro de condiciones meteorológicas efectuadas por el personal de la FAP en la estación meteorológica "La Vista" de la Estación 5 del ONP ("Condiciones Metereológicas de la Estación que se Indica – Informa" - Anexo W de los descargos al inicio) se verifica las siguientes condiciones climatológicas:

- Los días 2, 3, 4 y 5 de febrero del 2016, no se registraron lluvias en la mañana; y, los días 2, 3 y 4, no se registraron lluvias en la tarde.
- Los días 1 al 20 de febrero del 2016 no se registraron vientos fuertes.

537. Se debe precisar que se está considerando los días 2, 3 y 4 de febrero del 2016 por cuanto la emergencia ambiental se produjo el 2 de febrero de 2016 y la obligación materia de análisis implica una actuación inmediata del administrado, quién debió desplegar sus acciones para llegar a la zona de la falla el mismo 2 de febrero del 2016.

538. Ahora bien, respecto al difícil acceso a la zona, corresponde evaluar si cumple las condiciones de imprevisible, irresistible y extraordinario para configurarse la ruptura del nexo causal.

539. Desde el punto de vista del difícil acceso debido a las lluvias y vientos que señala Petroperú, se reitera que no se ha acreditado dichas condiciones climatológicas; no obstante, respecto al difícil acceso por las condiciones geográficas de la zona de la emergencia ambiental, se procede a analizar si nos encontramos frente a una situación imprevisible, irresistible y extraordinaria.

540. Sobre el particular, Petroperú precisó que, para acceder a la zona, se debía ir por Saramiza vía fluvial, llegar hasta puerto américa, puerto san martín, río mayuriaga (km 193), aproximadamente 8 horas, y posteriormente caminar 5 horas hasta el km 206 debido a que llevaban carga pesada. la zona era muy agreste, de vegetación tupida, por lo cual se dificultó el ingreso del personal que iba con víveres, combustible, motosierras y una grapa para habilitar el helipuerto a 300 metros de la rotura de la tubería y realizar los trabajos necesarios para la reparación de la tubería.

- **Imprevisible:** La dificultad en el acceso a una zona como el km 206 del ORN es una condición de pleno conocimiento del administrado, tal es así que el Plan Zonal de Contingencia de Gerencia del Oleoducto – 2015 tiene previsto distintos medios de transporte (terrestre, aéreo y fluvial) para atender una emergencia en el Oleoducto. Por lo tanto, el difícil acceso por las condiciones geográficas no se trata de una situación imprevisible para Petroperú.

- **Irresistible:** Se reitera que de acuerdo al Plan Zonal de Contingencia de Gerencia del Oleoducto – 2015, para responder ante una emergencia ambiental Petroperú cuenta con distintos medios de transporte, tales como el transporte terrestre, aéreo y fluvial[295].

---

[295] **Plan Zonal de Contingencia de Gerencia del Oleoducto – 2015**

IV.3.3 Transporte

Conforme se desarrolló precedentemente, el administrado se encontraba en condiciones de conocer que el derrame se estaba produciendo el 2 de febrero del 2016; en tal sentido, de haber activado su Plan de Contingencias inmediatamente producida la emergencia se habría encontrado con condiciones climáticas favorables al desplazamiento al punto de la falla; más aun considerando que su Plan de Contingencias precisa que el administrado cuenta con los servicios de transporte contratados de manera permanente.

- **Extraordinario:** En la medida que el km 206+035 se encuentra ubicada sobre una llanura aluvial de selva baja[296-297]; y comprende zonas de bosque de terraza baja; es de esperarse que la zona sea agreste y que se presente dificultades para su acceso. En tal medida, el Plan Zonal de Contingencia de Gerencia del Oleoducto – 2015 ha previsto has tres vías de acceso para atender una emergencia en el oleoducto. Por lo tanto, no nos encontramos ante una situación extraordinaria.

541. En tal sentido, se concluye que las condiciones geográficas presentes en el acceso al punto de la falla del ducto en la progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP no tiene las características de ser imprevisible, irresistible y extraordinario; por lo tanto, no se ha configurado la ruptura del nexo causal; quedando desestimado lo alegado por el administrado.

a.5. Con relación a las condiciones sociales alegadas por Petroperú

542. Petroperú señaló que la población no permitió realizar los trabajos desde el mismo día de producido el evento porque tenían como requerimiento cobrar S/. 300 soles diarios por los trabajos realizados, para lo cual, tuvo que instalarse una mesa de diálogo hasta que se arribó a una solución; situación que el OEFA no considera en la resolución de imputación de cargos.

543. En tal sentido, el administrado considera que el OEFA no toma en cuenta los conflictos sociales que pudieran desencadenar eventos no deseados a los mismos trabajadores de la empresa; entre otros factores no atribuibles a Petroperú; por lo tanto, vulnera el principio de causalidad para efectuar la imputación.

544. Para acreditar que en la zona de limpieza y recuperación se presentó un conflicto social que impedía que puedan cumplir cabalmente con el plan de contingencias, configurándose el supuesto de eximente de responsabilidad por hecho determinante de tercero, Petroperú presentó copia del acta de acuerdos sobre el jornal del S/. 150 soles (Anexo 1 de los descargos al IFI) y el acta de acuerdos N° 003-2016 (anexo 2 de los descargos al IFI), a fin de acreditar que exigían un salario de S/.300 soles por jornal, entre otros compromisos:

1.Terrestre.
Se cuenta con los servicios contratados de transporte, que posee unidades móviles especializadas para transporte masivo de personal. Asimismo, cada líder responsable de las diferentes áreas de campo en el Plan de Contingencia, se le asignará una unidad móvil (camioneta de doble tracción) que facilitará su labor y desplazamiento, para un mejor control y supervisión de las acciones a tomar.

2. Aéreo.
Gerencia Oleoducto tiene un contrato en forma permanente con la Fuerza Aérea Peruana (FAP), mediante el cual se dispone de un (01) helicóptero MI-17; su base de operación es la Estación 7.

(...)

4. Fluvial
En la zona de influencia de las Estaciones 1, 5, Morona, Andoas y 6, se cuenta permanentemente con contratistas que poseen unidades para operaciones acuáticas, las cuales facilitarán las labores de respuesta a la emergencia.

296 Pama el ONP – Capítulo B. Medio Biológico.

297 Mapa Geomorfológico del Perú, INGEMMET, disponible en: http://www.ingemmet.gob.pe/mapa-geomorfologico

Tabla N° 46

N°	Medio Probatorio	Análisis
1	Documento *"Acta de Reunión con Petroperú S.A."*, referida a una reunión sostenida en la comunidad de Puerto Alegría entre el Presidente de Directorio de Petroperú y representante de las comunidades[298].	En principio, se debe precisar que dicho documento solo tiene la hora en la que se efectuó la reunión de Petroperú con los representantes de las comunidades, mas no cuenta con fecha cierta. En tal sentido, no logra acreditar el momento en que momento se presentó el desacuerdo en el salario por los trabajos efectuados por los pobladores. Considerando que las acciones de control y minimización de los impactos negativos generados por el derrame deben ser inmediatas al inicio de la emergencia; resulta relevante tener certeza de la fecha en la que se habrían producido el desacuerdo entre los pobladores y Petroperú; por lo tanto, siendo que el administrado no lo acreditó con documento de fecha cierta; queda desestimado el presente medio probatorio.
2	Documento *"Acta de Acuerdo N° 003-2016-M.D.M."*, referida a una reunión sostenida en la comunidad de Puerto Alegría el 11 de febrero de 2016 entre los representantes de las comunidades[299].	El acta contiene un petitorio referido a la necesidad de abastecimiento de agua en las comunidades, abastecimiento de medicinas, entre otras demandas sociales, mas no hace mención a una situación de conflicto social que den cuenta que el administrado haya estado imposibilitado de efectuar acciones de control y minimización inmediatamente producido el derrame del Km 206+035 del ORN.

Elaboración: DFAI.

545. Se reitera que, al encontrarnos en un régimen de responsabilidad administrativa objetiva en materia ambiental, por lo que corresponde a la autoridad administrativa acreditar el supuesto de hecho objeto de infracción y otorgar al administrado la posibilidad de eximirse de responsabilidad probando la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero. No obstante, de la revisión de los documentos presentados por el administrado, se advierte que Petroperú no ha adjuntado medios probatorios que acrediten que la población no permitió realizar los trabajos desde el mismo día de producido el evento.

546. Sumado a ello, cabe precisar que, conforme ha quedado acreditado, el administrado contaba con los medios suficientes para advertir el derrame y activar su plan de contingencias el 2 de febrero de 2016 en horas de la mañana; sin embargo, reconoció que recién activo su Plan de Contingencias el día 3 de febrero de 2016 a las 18 horas (más de 24 horas después de producido el evento de derrame) porque recién habría tomado conocimiento del derrame por la información de un poblador. En tal sentido, las situaciones sociales que podrían producirse con la activación tardía del Plan de Contingencias no desvirtuan el incumplimiento de la ejecución de acciones inmediatas de control y minimización de los impactos negativos ocasionados por el derrame.

547. Por lo expuesto, no se ha vulnerado el principio de causalidad, quedando desestimado lo alegado por Petroperú en este extremo.

a.6. <u>Con relación a secuestros y tomas alegadas por el administrado</u>

548. El administrado alego que hubo eventos como secuestros y tomas que limitaron el proceso en campo; para acreditarlo presentaron el siguiente fragmento de una noticia de Radio Programas del Perú - RPP:

298 Folio 1774 a la 1776 del Expediente.

299 Folio 1777 al 1782 del Expediente.

Tabla N° 47: Fragmento de una noticia de Radio Programas del Perú - RPP



07 de marzo del 2016 - 7:20 PM Redacción

Funcionario de Petroperú retenido indicó que la retención es para garantizar la realización de la reunión. | Fuente: RPP / Referencial

Tras conocerse la noticia que pobladores de la comunidad de Mayuriaga en el distrito de Morona, provincia Datem del Marañón (región Loreto), retuvieron a personas y un helicóptero de la FAP. RPP Noticias logró contactarse con uno de los trabajadores retenidos, se trata del funcionario de PetroPerú, Nicolas Balayer

Fuente: Portal de RPP.

549. De la consulta efectuada al portal web del Grupo RPP, se advierte que la mencionada noticia corresponde al día 7 de marzo del 2016, en donde se informa de un conflicto social que surgió en la Comunidad de Mayuriaga debido a la aprobación del Decreto Supremo N° 012-2016-PCM del 27 de febrero del 2016 que declaró el Estado de Emergencia en localidades de 16 comunidades del distrito de Morona en la provincia del Datem del Marañón en el departamento de Loreto[300].

550. De lo señalado, se advierte que el evento alegado por el administrado se produjo, como mínimo, veinticinco (25) días después de la emergencia ambiental. En efecto, el Derrame de Morona es del 2 de febrero del 2016 y la aprobación del decreto supremo que motivó el conflicto es del 27 de febrero del 2016.

551. En tal sentido, dicho evento no se encuentra en el marco temporal inmediato en el que el administrado debió ejecutar las acciones para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por la emergencia ambiental. Por lo tanto, queda desestimado lo alegado por Petroperú.

a.7. Con relación a la limpieza y remediación de la zona impactada

552. Por otro lado, el administrado señaló que la limpieza y remediación de la zona impactada por el derrame se vio afectadas por la actuación de pobladores de la zona involucrada, quienes no han permitido que las mismas se realicen de manera regular[301].

553. Al respecto, cabe reiterar que la presente imputación versa sobre la falta de adopción de las acciones para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de Morona, las cuales por su naturaleza deben ser adoptadas en el marco

---

300 https://rpp.pe/peru/loreto/liberan-helicoptero-y-a-cuatro-personas-retenidas-en-mayuriaga-noticia-943976

301 Sobre el particular, el administrado precisó lo siguiente:

(i) El 29 de marzo del 2017, el administrado presentó una denuncia ante la Fiscalía por el delito contra el patrimonio en la modalidad de extorsión, al haberse impedido a los contratistas de Petroperú a realizar los trabajos de remediación a cambio de dinero (Anexo 1.X del escrito de descargos).

(ii) Mediante Cartas N° JASO-138-2017 y JCGO-235-2017, se puso de conocimiento del OEFA que las instalaciones en el KM 206+035 del ORN fueron tomadas de manera violenta por un grupo de 20 personas lideradas por el señor César Blas Córdova y otros dirigentes de la zona Bajo Morona, por lo cual no se pudo continuar con sus trabajos de remediación y pusieron en riesgo la vida del personal que se encontraba trabajando (Anexo 1.Y del escrito de descargos - Confidencial).

(iii) El 28 de noviembre del 2017, el administrado presentó denuncia policial en la Comisaría de San Lorenzo por los sucesos descritos en el párrafo precedente, mencionando que habían irrumpido el Campamento Cashacaño lanzando disparos y amenazando con disparar al cuerpo a todo aquel que no obedezca sus órdenes, obligando a evacuar al personal de Petroperú y de sus contratistas LAMOR PERÚ S.A. y V.P. MORONA, toda vez que, fueron amenazados en traer más personal para ayudar con la manifestación (Anexo 1.Z del escrito de descargos - Confidencial).

(iv) En tal sentido, se evidencia que en múltiples ocasiones los contratistas de Petroperú se han visto imposibilitados de realizar los trabajos de remediación por acciones que escapan de su control, por lo que en base a ello se deberá evaluar la inmediatez alegada.

temporal inmediato a la ocurrencia de la emergencia ambiental; sin embargo, los alegatos del administrado corresponden a sucesos acontecidos en el marco de las actividades de limpieza y remediación de la zona afectada por el derrame de Morona; por lo que queda desestimado lo alegado por Petroperú.

554. Sin perjuicio de ello, cabe indicar que dichas acciones serán evaluadas en el acápite correspondiente al análisis de la procedencia de las medidas correctivas.

a.8. Escrito presentado del 31 de mayo del 2019

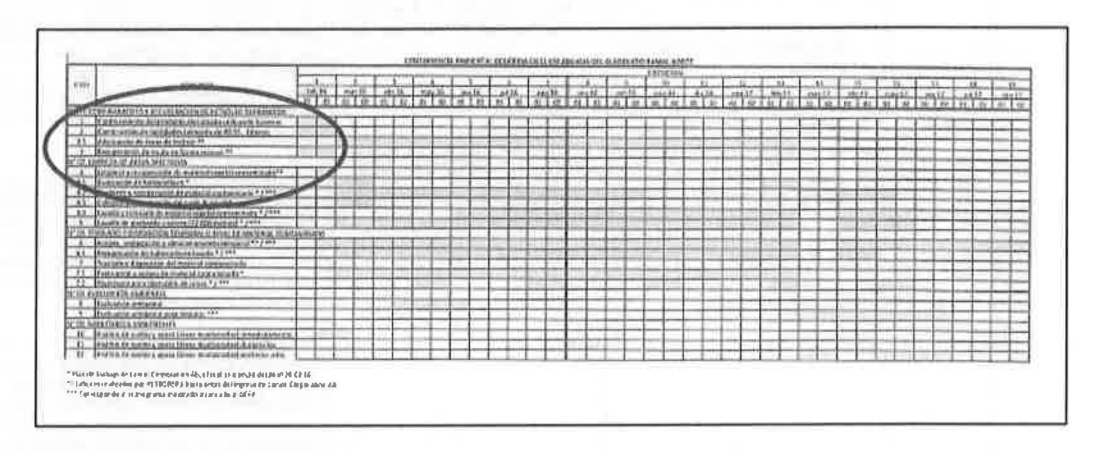
555. Petroperú alegó que el bombeo de petróleo se paró a las 8:18 horas del 2 de febrero de 2016 y se activó su Plan de Contingencias, procediendo inmediatamente con el plan de patrullajes, recorridos a pie del derecho de vía del ORN en varios frentes, desde la Estación Andoas, Estación Morona y Estación 5, consulta a pobladores y verificación de gabinete sobre la causa del problema.

556. Al respecto se reitera que el administrado no ha presentado medios probatorios que acrediten que activó su Plan de Contingencias el 2 de febrero del 2016, por el contrario, en el Informe Preliminar y Final de Emergencias Ambientales comunicó al OEFA que, al final de la tarde del 3 de febrero del 2016, recibió la comunicación de un poblador que informó del derrame; por lo que dicho día el personal del oleoducto aplicó su Plan de Contingencias (ver anexos 16 y 17 del presente Resolución Directoral).

557. Cabe precisar que, conforme indica el mencionado informe final, Petroperú activó su Plan de Contingencias movilizando una única cuadrilla de personal y equipos a la zona del evento desde la Estación 5, contrario a lo señalado por el administrado que indica que se realizó recorridos a pie del derecho de vía del ORN en varios frentes.

558. Finalmente, el administrado presentó un cronograma de las actividades de recuperación[302], limpieza, remediación y disposición final de residuos peligrosos:

Tabla N° 48 Cronograma de las actividades de recuperación, limpieza, remediación y disposición final de residuos peligrosos



559. De la revisión del mencionado cronograma se advierte que, si bien se indica que efectuaron actividades de "*Confinamiento del producto derramado utilizando barreras*" y de "*Recuperación de crudo en forma manual*", sólo señala que estas acciones fueron ejecutadas en las dos quincenas del mes de febrero del 2016; no precisa la fecha de su realización que nos permita dar un mayor alcance sobre la inmediatez de las

302 El administrado precisó que instalaron 100 tramos de barreras de contención industriales y artesanales y 278 tramos de cordones absorbentes, con la finalidad de evitar la extensión del área afectada de petróleo crudo.

acciones; asimismo, no adjuntó medios probatorios que acrediten la ejecución de dichas actividades. Por tanto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

a.9. Medios probatorios presentados con posterioridad a la emisión del IFI a fin de acreditar la ejecución de acciones inmediatas de control y minimización desde el 2 de febrero del 2016

560. Petroperú alegó que ejecutó acciones inmediatas y luego de activado el Plan de Contingencias efectuó el desplazamiento de personal, equipos y materiales por vía aérea desde la Estación N° 5 del ONP, con la finalidad de a) ubicar la zona de afloramiento de petróleo, b) determinar la magnitud del evento, c) contener y confinar el petróleo del derrame, d) instalar grapa provisional, e) izar la tubería (con pórticos de madera) y f) soldar camisa de refuerzo en punto de rotura.

561. Para acreditar que efectuó acciones inmediatas desde el 2 de febrero del 2016 se remitió al informe de las acciones presentado al OEFA mediante Carta N° OPE4-334-2016 del 10 de marzo del 2016 (Anexo 4 del escrito del 12 de julio del 2016[303]) detallando las siguientes acciones:

Tabla N° 49 Acciones desplegadas por Petroperú

Fecha	Acciones	Medios Probatorios	Análisis
02-02-2016	• Se advirtió la disminución de la presión de bombeo en el ORN. • Se paró el bombeo • Se activó el Plan de Contingencias. • Se inició el patrullaje terrestre para verificar si había un derrame.	• Fotografías N° 1, 2 y 3 del Escrito del 12 de julio del 2019 (Registro N° 2019-E01-068200)[304]. • Informe de "Acciones realizadas durante y después del evento km 206+035 ORN", presentado mediante Carta N° OPE4-334-2016 del 10 de marzo del 2016	De acuerdo a lo desarrollado en la presente resolución, se demostró que el 2 de febrero del 2016 el administrado tomó conocimiento de la disminución de la presión de bombeo (07:50 horas) y paró el bombeo a las 08:18 horas del mismo día. Por lo que correspondía que inicie con las acciones de control y minimización de la emergencia. Petroperú alega que activó su plan de contingencias con un patrullaje terrestre; no obstante, el medio probatorio presentado para acreditar dicho patrullaje es tres (3) fotografías que no se encuentran fechadas ni georreferenciadas; en consecuencia, no acreditan la ejecución de actividades el 2 de febrero de 2016. Con relación al informe presentado el 10 de marzo del 2016, las descripciones vertidas en el mismo no se encuentran sustentadas con documentación que las corrobore. Dicho informe sólo presenta fotografías que no se encuentran fechadas ni georreferenciadas. En este punto, corresponde reiterar que, conforme señala los informes preliminar y final de emergencias ambientales, el administrado recién activó su plan de contingencias movilizando personal y equipos el 3 de febrero del 2016, al finalizar la tarde.
03-02-2016	• Las condiciones de las zonas los días cercanos a la contingencia imposibilitaron el acceso por helicóptero. • Movilización de Oasis vía fluvial[305].	• Reporte de la Fuerza Aérea sobre las Condiciones Meteorológicas del 1 al 20 de febrero del 2016 (Anexo 5 del del escrito del 12 de	De la revisión de los registros de condiciones meteorológicas de la FAP, se advierte que los días 2, 3, 4 de febrero 2016 no se señalaron lluvias o vientos fuertes que imposibilitaran un patrullaje

303 Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

304 Páginas 22 y 23 del Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

305 Recogido del Informe Oral del 08 de julio del 2019.

	• Movilización de personal especializado y no especializado contratado a la zona. • El personal ingresó vía terrestre encontrando que la zona era boscosa y de difícil acceso. • Caminaron llevando víveres, la grapa y todos los implementos principales y prioritarios[306]. • Desbroce para habilitar un helipuerto para el transporte de equipos, camisas, personal especializado y reparación. • Se empezó a construir el helipuerto y culminaron el 05.02.2019. • Comuneros comunican de la emergencia.	julio del 2019 - Registro N° 2019-E01-068200) • Cuaderno de Obra de la Cía. OASIS, del 3 de febrero del 2016 (Anexo 6 del del Escrito del 12 de julio del 2019 - Registro N° 2019-E01-068200) • Un registro fotográfico (Diapositiva 47 del PPT presentado en el Informe Oral del 8 de julio del 2019)	con helicóptero o por vía terrestre. Asimismo, el cielo se mantuvo con visibilidad de más de 10 kilómetros desde el mediodía hacia la tarde de los días 2, 3 y 4 de febrero del 2016. En tal sentido, no existieron condiciones que imposibiliten el acceso por helicóptero para adoptar medidas inmediatas de control y mitigación. De la revisión del registro del 3 de febrero de 2016 del cuaderno de obra de la Cía Oasis, se advierte la movilización de una cuadrilla y víveres por vía fluvial con destino al Km 206 del ORN para habilitar un campamento, según instrucción de Petroperú emitida el 3 de febrero de 2016 a raíz de la comunicación radial de pobladores de la Comunidad Mayuriaga, comunicación que se efectuó al finalizar la tarde como señalan los reportes preliminar y final de emergencias ambientales; es decir, habiendo transcurrido más de 24 horas de producida la emergencia. Finalmente, del registro fotográfico de la diapositiva 47 del PPT del Informe Oral del 08 de julio del 2019 se concluye que no acreditan cuándo se ejecutaron las medidas de control recogidas por cuanto no se encuentran fechadas. En conclusión, de los medios probatorios presentados por el administrado sólo se ha acreditado la movilización de cuadrillas pasadas las 24 horas de producida la emergencia ambiental.
04-02-2016	• El personal de OASIS arribó al km 206 en horas de la madrugada habilitando el helipuerto. • A las 16.00 horas, personal técnico de Petroperú viajó en helicóptero al KM 206 pero no pudo aterrizar por la vegetación alta y la falta de helipuerto; por lo que, continuaron su vuelo hasta la comunidad nativa de Mayuriaga, donde aterrizaron y pernoctaron para ingresar al día siguiente a la zona de avería. • Se dio una reunión entre Petroperú y la comunidad. • Se instaló barreras de contención en la desembocadura de la quebrada Copal y Cashacaño. • Durante el trayecto se habilitaron barreras naturales para la contención.	• Cuaderno de Obra de la Cía. OASIS del 4 de febrero del 2016 (Anexo 6 del Escrito del 12 de julio del 2019 - Registro N° 2019-E01-068200)	El registro del día 04 de febrero de 2016 indicó que a las 16 hrs arribaron al Km 206 del ORN once personas con una grapa para reparar la tubería, víveres, combustible y motosierras para habilitar un helipuerto. Asimismo, dio cuenta que a las 16 hrs el helicóptero sobrevoló el derrame sin aterrizar a falta de helipuerto y que se coordinó la contratación de personal para habilitar barreras artesanales; mas no informa sobre la instalación de barreras de contención. Por lo tanto, no se acreditó la ejecución de labores de reparación de la tubería y mitigación del derrame.
05-02-2016	• Se instaló una barrera de contención en la desembocadura de la Quebrada Copal con el Río Morona. • Salió el helicóptero MI-17 con personal de Petroperú hacia Puerto Alegría llevando barreras de contención para instalarlas en las quebradas Copal y Cashacaño.	• Cuaderno de Obra de la cía. OASIS del 5 de febrero del 2016 (Anexo 6 del Escrito del 12 de julio del 2019 - Registro N° 2019-E01-068200).	El registro del día 5 de febrero del 2016 correspondiente al referido cuaderno de obra indicó que el personal se ocupó de la habilitación del campamento y de un helipuerto, el cual habría concluido al final del día. Asimismo, encontrándonos en el cuarto día desde la ocurrencia el derrame, recién se da cuenta de la construcción de barreras artesanales en una quebrada que no fue precisada.

306 Recogido del Informe Oral del 08 de julio del 2019.

	• A las 10:30 horas se tomaron los datos del lugar de la falla. • Se coordinó la contratación de personal de la CCNN Mayuriaga para los trabajos de apoyo en el lugar del evento. • A la Cía SERPREMOR se le encargó la instalación de las barreras de contención, confinamiento y recuperación de crudo. • Se culminó la habilitación del helipuerto. • Se gestionó el ingreso de soldadores homologados y la inspección de la soldadura.		Finalmente, se deja constancia que no se realizó la reparación de la tubería por cuanto no se instaló la grapa.
06-02-2016	• Se habilitaron los pórticos para realizar el izaje de la tubería y la reparación de la avería. • Llegó el personal de OEFA y OSINERGMIN. • Se intensificó la movilización de personal para colocar barreras artesanales.	• Cuaderno de Obra de la cía. OASISdel 6 de febrero del 2016 (anexo 6 del Escrito del 12 de julio del 2019 - Registro N° 2019-E01-068200).	No se verifica el incremento de personal para la actividad específica de colocación de barreras de contención. Encontrándonos en el quinto día desde el derrame recién se inició la preparación de los pórticos para izar la tubería a efectos que sea reparada.
07-02-2016	• Inspeccionó la avería y se observó que no presentaba signos de corrosión, la superficie es lisa y no presenta signos de golpes. • En Estación 5 se habilitó una grapa especial para el tipo de avería que se presentó. • Llegaron los soldadores homologados y personal de Cía. MCC Technology, por la forma de la abertura se debió habilitar una grapa especial.	• Una (1) fotografía de las 09:30 hrs del 07.02.2016 (Registro N° 2019-E01-068200)[307]	La fotografía ilustra la falla en la tubería del Km 206+035 del ORN y no acredita la habilitación de una grapa para reparar la avería.
08-02-2016	• Se instaló la grapa. • Se realizó el soldeo de la camisa de refuerzo en el punto de rotura. • El personal de capitanía Yurimaguas (DICAPI) inspeccionó la zona y verificaron que la demora en el ingreso a la zona se debió a las dificultades ocasionadas por el mal tiempo, ya que la movilización solo se realiza con rapidez por vía aérea y no había acceso fluvial hasta la zona.	• Dos (2) fotografías del Escrito del 12 de julio del 2019 (Registro N° 2019-E01-068200)[308]. • Dos (2) fotografías adicionales de la diapositiva 47 del PPT presentado en el Informe Oral del 8 de julio del 2019.	Las fotografías ilustran las labores de izaje de la tubería y colocación de la grapa de reparación en el Km 206+035 del ORN después de seis (6) días de producido el Derrame de Morona. Conforme se desarrolló en la presente resolución, el día de la emergencia y los posteriores no presentaban condiciones climatológicas que dificulten el transporte vía aérea.

Elaboración: DFAI.

562. Conforme a lo desarrollado en la tabla del numeral precedente, han quedado desvirtuados los medios probatorios presentados por el administrado quien no ha acreditado la ejecución de acciones de control y minimización inmediatas (desde el 2 de febrero del 2016) conforme a la obligación contenida en el Artículo 66° del RPAAH.

307 Páginas 25 del Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

308 Páginas 26 del Escrito con Registro N° 2019-E01-068200.

b. Conclusión

563. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del ORN, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 5, 6, 7 y 8 de la Tabla 10 de la Resolución Subdirectoral 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM que varió la Resolución Subdirectoral 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM.

IV. ANÁLISIS DE LOS DAÑOS DERIVADOS DE LA COMISIÓN DE LAS INFRACCIONES IMPUTADAS AL ADMINISTRADO

A. Marco conceptual y normativo

I.1. Los daños ambientales

564. La LGA establece que el *ambiente* comprende a los elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el cual se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros[309].

565. De conformidad a lo dispuesto en el Numeral 2 del Artículo 142° de la LGA[310], se denomina *daño ambiental* a todo menoscabo material que sufre el ambiente y/o alguno de sus componentes, que puede ser causado contraviniendo o no disposición jurídica, y que genera efectos negativos[311] actuales o potenciales.

566. Los Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobados mediante Resolución de Consejo Directivo del OEFA N° 010-2013-OEFA/CD (en adelante, RCD N° 010-2013-OEFA/CD), en base a lo establecido por la LGA, señalan que el *daño ambiental* vulnera el derecho fundamental de toda persona a vivir en un ambiente saludable, equilibrado y adecuado para su pleno desarrollo, debido a que afecta la salud de las

---

309 **Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente**
"TÍTULO I POLÍTICA NACIONAL DEL AMBIENTE Y GESTIÓN AMBIENTAL
CAPÍTULO 1 ASPECTOS GENERALES
Artículo 2.- Del ámbito
2.3 Entiéndase, para los efectos de la presente Ley, que toda mención hecha al "ambiente" o a "sus componentes" comprende a los elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros".

310 **Ley N° 28611, Ley General del Ambiente**
*"**Artículo 142.- De la responsabilidad por daños ambientales***
142.1 Aquél que mediante el uso o aprovechamiento de un bien o en el ejercicio de una actividad pueda producir un daño al ambiente, a la calidad de vida de las personas, a la salud humana o al patrimonio, está obligado a asumir los costos que se deriven de las medidas de prevención y mitigación de daño, así como los relativos a la vigilancia y monitoreo de la actividad y de las medidas de prevención y mitigación adoptadas".

311 Cabe indicar que el impacto ambiental es cualquier alteración benéfica o adversa sobre el ambiente en uno o más de sus componentes, provocada por una acción humana.

En el caso específico del concepto impacto ambiental negativo, se tiene que es cualquier modificación adversa de los procesos, funciones, componentes ambientales o la calidad ambiental.

Ver: SANCHEZ, Luis Enrique. *Evaluación del Impacto Ambiental – Conceptos y Métodos.* Oficina de Textos, Sau Paulo, 2010, p. 28; 26: Conforme la resolución Conama N° 1/89 aprobada en Río de Janeiro (Brasil) el 23 de enero de 1986, se entiende por impacto ambiental negativo cualquier alteración de las propiedades físicas, químicas o biológicas del medio ambiente, causada por cualquier forma de materia o energía resultante de las actividades humanas, que directa o indirectamente afecten: a) la salud, la seguridad y el bienestar de la población, b) las actividades sociales y económicas, c) las condiciones estéticas y sanitarias del medio ambiente, d) la calidad de los recursos ambientales.

personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica y los ecosistemas y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales[312].

567. La RCD N° 010-2013-OEFA/CD partiendo del concepto de daño ambiental antes señalado distingue entre dos categorías, el daño ecológico puro y el daño por influjo ambiental. De esta manera, se entiende como *daño ecológico puro* a aquel detrimento cuantitativo y/o cualitativo de sobre el ambiente y los recursos naturales, impidiendo o disminuyendo la normal generación de los servicios ambientales por los ecosistemas y como *daño por influjo ambiental* a la afectación de la salud de las personas, tanto individual como colectiva, a consecuencia de la contaminación ambiental[313].

568. En ese marco, el daño por influjo ambiental, se refleja en la afectación que sufren las personas su calidad de vida, abarcando todos sus aspectos, tales como la esfera física, psicológica, relaciones sociales, entorno y espiritual[314].

a. El daño potencial y real

569. El *daño potencial* es la contingencia, riesgo, peligro, proximidad o eventualidad de que ocurra cualquier tipo de detrimento, pérdida, impacto negativo o perjuicio al ambiente y/o alguno de sus componentes, así como a la salud y/o vida humana, como consecuencia de fenómenos, hechos o circunstancias con aptitud suficiente para provocarlos, que tienen su origen en el desarrollo de actividades humanas[315].

570. Por su parte, se configura el daño real cuando se configura el detrimento pérdida o perjuicio actual y probado, ocasionado al ambiente y/o alguno de sus componentes, así como a la salud y/o vida humana, como consecuencia del desarrollo de actividades antrópicas.

b. El daño a la flora y fauna

571. El daño a la flora es aquel menoscabo potencial o actual, que compromete a los bosques naturales, las plantaciones forestales y las tierras cuya capacidad de uso mayor sea forestal y para protección, con o sin cobertura arbórea y los demás componentes silvestres de la flora terrestre y acuática emergente.

572. Mientas que el daño a la fauna es el que se refiere a las especies animales no domesticadas –nativas o exóticas– que viven libremente en el territorio nacional, así como los ejemplares de especies domesticadas que, por abandono u otras causas,

---

312 **Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución N° 010-2013-OEFA/CD**
"***a) Daño ambiental***
Se denomina daño ambiental a todo menoscabo material que sufre el ambiente o alguno de sus componentes, que puede ser causado en contravención o no de alguna disposición jurídica, y que genera efectos negativos actuales o potenciales.
El daño ambiental vulnera el derecho fundamental de toda persona a vivir en un ambiente saludable, equilibrado y adecuado para su pleno desarrollo. Ello en atención a que afecta la salud de las personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica y los ecosistemas y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales".

313 **Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución N° 010-2013-OEFA/CD**
"***c) Tipos de daño ambiental***
c.1) Daño ecológico puro
El daño ecológico puro se refiere al daño al ambiente y los recursos naturales. En este tipo de daño solo hay afectación a los bienes jurídicos ambientales.
c.2) Daño por influjo ambiental
El daño por influjo ambiental se refiere principalmente a la afectación de la salud de las personas como consecuencia de la contaminación ambiental".

314 Organización Mundial de la Salud. La gente y la salud ¿Qué calidad de vida? Grupo de la OMS sobre la calidad de vida. Foro Mundial de la Salud, Volúmen 17, Organización Mundial de la Salud, 1996, pp. 386.
https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/55264/WHF_1996_17_n4_p385-387_spa.pdf?sequence=1&isAllowed=y

315 Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 007-2012-MINAM
Extraído de:
https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=6857

se asimilen en sus hábitos a la vida silvestre, y los demás componentes silvestres de la flora terrestre y acuática emergente[316].

c. El daño a la salud humana[317]

573. El Artículo 10.1 del Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales[318] define a la salud, como el disfrute del más alto nivel de bienestar físico, mental y social. Dicha definición resulta plenamente aplicable en el ordenamiento jurídico nacional, toda vez que el referido tratado internacional fue ratificado por el Perú en 1995[319] y de acuerdo con la Cuarta Disposición Final y Transitoria de la Constitución Política del Perú[320], las normas relativas a los derechos y a las libertades que la Constitución reconoce se interpretan de conformidad con la Declaración Universal de Derechos Humanos y a los tratados y acuerdos internacionales sobre las mismas materias ratificados por nuestro país.

574. En esa misma línea, la Organización Mundial de la Salud (OMS, 1948) define a la salud como un estado de completo bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades"[321]. De esta forma, la salud al ser un fenómeno interdisciplinario abarca no solo un fenómeno somático y psicológico, sino también social[322]. Por lo tanto, involucra un sistema global que abarca aspectos físicos, biológicos y sociales[323]:

---

316 **Ley N° 29763, Ley Forestal y de Fauna Silvestre**
"Artículo 5. Recursos forestales
Son recursos forestales, cualquiera sea su ubicación en el territorio nacional, los siguientes:
a. Los bosques naturales.
b. Las plantaciones forestales.
c. Las tierras cuya capacidad de uso mayor sea forestal y para protección, con o sin cobertura arbórea.
d. Los demás componentes silvestres de la flora terrestre y acuática emergente, incluyendo su diversidad genética.

Artículo 6°. Recursos de fauna silvestre
Para los efectos de la presente Ley, son recursos de fauna silvestre las especies animales no domesticadas, nativas o exóticas, incluyendo su diversidad genética, que viven libremente en el territorio nacional, así como los ejemplares de especies domesticadas que, por abandono u otras causas, se asimilen en sus hábitos a la vida silvestre, excepto las especies diferentes a los anfibios que nacen en las aguas marinas y continentales, que se rigen por sus propias leyes.
Se incluyen en los alcances de esta Ley los especímenes de fauna silvestre (ejemplares vivos o muertos, huevos y cualquier parte o derivado), los individuos mantenidos en cautiverio así como sus productos y servicios"

317 **Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución N° 010-2013-OEFA/CD**
"b) Bienes jurídicos afectados
El daño ambiental vulnera los siguientes bienes jurídicos.
b.1) Ambiente
El ambiente comprende a los elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.
b.2) Recursos naturales
Los recursos naturales son todo componente de la naturaleza susceptible de ser aprovechado por el ser humano para la satisfacción de sus necesidades, y que tienen un valor actual o potencial en el mercado.
b.3) Salud
La salud es una condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo".

318 Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales Artículo 10.1. Toda persona tiene derecho a la salud, entendida como el disfrute del más alto nivel de bienestar físico, mental y social.

319 Para mayor referencia se puede revisar el siguiente link: https://www.dipublico.org/3521/protocolo-adicional-a-la-convencion-americana-sobre-derechos-humanos-en-materia-de-derechos-economicos-sociales-y-culturales-%E2%80%9Cprotocolo-de-san-salvador%E2%80%9D/

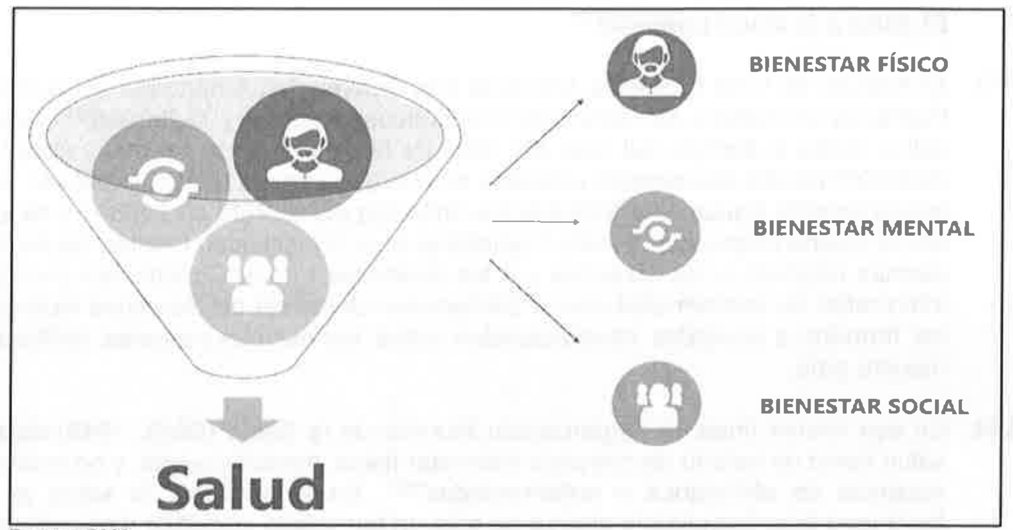
320 **Constitución Política del Perú**
DSIPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIA
Interpretación de los derechos fundamentales
Cuarta.- Las normas relativas a los derechos y a las libertades que la Constitución reconoce se interpretan de conformidad con la Declaración Universal de Derechos Humanos y con los tratados y acuerdos internacionales sobre las mismas materias ratificados por el Perú.

321 Bisquerra, R. (2016). Educación emocional. Documento inédito elaborado para la I Jornadas del Máster en Resolución de Conflictos en el Aula.

322 Alcántara, G. 2008. La definición de Saud de la Organización Mundial de la Salud y la interdisciplinariedad. Universidad Pedagógica Experimental Libertador. Caracas, Venezuela. vol. 9, núm. 1. pp. 93-107.

323 García, R. 1996. Concepto básico para el estudio de sistemas complejos. En Leff, E. (Coord.), Los problemas del conocimiento y la perspectiva ambiental del desarrollo (pp. 45-71). México: Siglo XXI Editores.

Gráfico N° 6: Daños a la salud como estado completo de bienestar



Fuente: OMS
Elaboración: DFAI.

575. Podemos comprender a la salud como un estado completo de bienestar cuando las facetas física, mental y social se mantienen en equilibrio, conceptualizando tales facetas de la siguiente manera:

- Bienestar Físico: se refiere a la capacidad de hacer frente al estrés fisiológico, que involucra el estado de la energía de una persona, lo que se refleja en la ausencia de dolor o efecto secundario de un tratamiento[324]; sin embargo, dicho estado como único no garantiza un completo bienestar físico[325]

- Bienestar Mental: Es aquel que se alcanza cuando el individuo es capaz de sobrellevar problemas cotidianos sin afectar su productividad, contribuyendo con su comunidad[326], lo que garantiza, en sí mismo un mayor bienestar personal y social. El bienestar mental, entendido como salud mental, implicará el proceso de búsqueda de sentido y armonía, que se encuentra íntimamente ligado a la capacidad de autocuidado, empatía y confianza que se pone en juego en la relación con las demás personas, así como con el reconocimiento de la condición, propia y ajena, de ser sujeto de derechos[327].

- Bienestar Social: Se refiere a la importancia a cubrir las necesidades humanas fundamentales de la población de una sociedad, grupo o familia[328], con el fin de alcanzar un ambiente en sociedad que impulse, fomente y potencie en conjunto

---

324 Fonseca, M. 2013. Evaluación de la calidad de vida den pacientes con cáncer terminal. Revista Chilena Cirugía Vol 65 - N° 4, Agosto 2013; pág. 321-328.

325 Bisquerra, R. (2013). Cuestiones sobre bienestar. Madrid: Síntesis.

326 Ver: OMS. Salud Mental: un estado de bienestar. Disponible en: http://www.who.int/features/factfiles/mental_health/es/ [Última Consulta: 13 de diciembre del 2017].

327 Ley N°30947, Ley de Salud Mental
Artículo 5. Definiciones
Para efectos de la presente ley, se entiende por:
(...)
9. Salud mental. Es el proceso dinámico de bienestar, producto de la interrelación entre el entorno y el despliegue de las diversas capacidades humanas, tanto de los individuos como de los grupos y colectivos que forman la sociedad. Incluye la presencia de conflictos en la vida de las personas, así como la posibilidad de afrontarlos de manera constructiva. Implica el proceso de búsqueda de sentido y armonía, que se encuentra íntimamente ligado a la capacidad de autocuidado, empatía y confianza que se pone en juego en la relación con las demás personas, así como con el reconocimiento de la condición, propia y ajena, de ser sujeto de derechos

328 Ander-Egg, E. 2011. Diccionario de Trabajo Social. 25ava Ed. Instituto de Ciencias Sociales aplicadas. Editorial Brujas. 85 pp.

el bienestar de la misma[329]. El bienestar social se consigue cuando las personas pueden satisfacer sus necesidades básicas y desarrollarse plenamente en armonía con su entorno[330], lo que involucra a la política, la comunidad y las relaciones interpersonales[331].

576. Sobre la base de este concepto de salud, la OMS indica que una teoría unificada de la salud demanda que la promoción de la salud se enfoque en los factores individuales y ambientales que tienen incidencia en ella. Para tales efectos, se tienen que tomar en cuenta las condiciones sociales, económicas y ambientales que rodean a los individuos y que tienen incidencia en la salud de las personas (OMS, 2004)[332].

577. Cabe resaltar que el derecho a la salud constituye un derecho humano fundamental e indispensable para el ejercicio de los demás derechos humanos. En ese sentido, de acuerdo con el Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de las Naciones Unidas, los Estados Partes del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (entre ellos el Estado peruano), deben cumplir con tres tipos de obligaciones: la *obligación de respetar* conforme a la cual los Estados deben abstenerse de injerir directa o indirectamente en el disfrute del derecho a la salud; la *obligación de proteger*, que requiere la adopción de medidas para impedir que terceros interfieran en la aplicación de las garantías previstas en el Artículo 12° del citado pacto internacional; y, la obligación de cumplir, conforme a la cual deben adoptar medidas aprobadas de carácter legislativo, administrativo, presupuestario, judicial o de otra índole para dar plena efectividad al derecho a la salud[333].

578. Para adoptar tales medidas y dar efectividad al derecho a la salud en el marco de la fiscalización ambiental se debe tener en cuenta el entorno en el cual las infracciones a las obligaciones ambientales fiscalizables generaron daños potenciales o reales a la salud. En el presente caso las emergencias ambientales suscitadas como consecuencia de los derrames de petróleo crudo ocurridos en enero y febrero del 2016 se presentaron en el marco de las actividades de transporte de petróleo crudo desarrolladas por Petroperú en la Amazonía peruana (regiones Loreto y Amazonas), en la medida que los efectos nocivos derivados de las infracciones se presentaron sobre pobladores de las comunidades indígenas apostadas en la zona de influencia de los derrames.

579. En ese sentido, constituye una medida apropiada para dar plena efectividad al derecho a la salud de los pobladores de las comunidades indígenas, realizar el análisis de los efectos nocivos en la salud de las personas derivados de las infracciones imputadas a Petroperú considerando como parte del mismo el enfoque intercultural de salud señalado por la Defensoría del Pueblo en el Informe Defensorial N° 134 "La Salud de las Comunidades Nativas: Un reto para el Estado", donde se señala lo siguiente:

> *"Ahora bien, la interculturalidad en el campo de la salud supone tomar en cuenta que cada pueblo indígena posee un perfil cultural propio, como consecuencia de una historia particular que determina sus concepciones y formas de entender el mundo. Así, los pueblos indígenas tienen diversas formas de concebir la salud y la enfermedad, la vida y la muerte, que no sólo difieren de la concepción de la medicina convencional, sino que también establecen matices entre éstos. Estas maneras distintas de enfrentar el tema de salud se evidencian, por ejemplo, en el uso de las plantas y en su relación con el medio en que viven."*

---

329 Moix, M. (1986). Bienestar Social. Madrid. Trivium.

330 Ander-Egg, E. 2011. Diccionario de Trabajo Social. 25ava Ed. Instituto de Ciencias Sociales aplicadas. Editorial Brujas. 85 pp.

331 Bisquerra, R. (2013). Cuestiones sobre bienestar. Madrid: Síntesis.

332 Organización Mundial de la Salud (2004). Promoción de la salud mental. https://www.who.int/mental_health/evidence/promocion_de_la_salud_mental.pdf

333 Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales. Observación General N° 14: El derecho al disfrute del más alto nivel posible de salud: 11/08/2000. E/C. 12/2000/4, párrafo 11.

580. De esta manera, dado que la salud es una condición indispensable del desarrollo humano tanto individual como colectivo, la adopción de este enfoque intercultural implica entonces, considerar que el daño a la salud se individualiza no solo través de la identificación de los pobladores cuya salud sufrió un menoscabo sino también mediante la identificación de las comunidades indígenas y el perjuicio ocasionado a nivel social, debido a que en éstas la salud del individuo se suele vincular con la salud de la sociedad en su conjunto y presenta una dimensión colectiva, tal como lo señala el Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de las Naciones Unidas cuando se refiere a los a los pueblos indígenas y los alcances del Artículo 12° del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales[334].

581. En tal sentido, la autoridad debe analizar si es que se ha afectado el ambiente donde las personas realizan diversas actividades u obtienen recursos para su desarrollo, tales como el acceso al agua, a sus alimentos y otras actividades que condicionan su desarrollo biológico y socioeconómico. Si este entorno se ve alterado negativamente, las condiciones que posibilitan que el contar con el más alto nivel de salud se verá perjudicado.

582. Teniendo en cuenta todo lo previamente señalado, el daño a la salud por influjo ambiental viene ser la afectación que sufren las personas su calidad de vida, abarcando todos sus aspectos, tales como la esfera física, psicológica, relaciones sociales, entorno y espiritual[335].

a.1. Configuración del daño a la salud humana

583. En el caso de la afectación por hidrocarburos, el individuo o la población receptora, luego de entrar en contacto con el petróleo crudo, manifiesta una respuesta tóxica o efecto tóxico (en el componente bienestar físico) o una alteración negativa de las actividades normales, rutinarias y ancestrales (los componentes mental y social) de la población receptora, evidencia la materialización del daño real a la salud humana.

584. En este punto resulta pertinente reiterar que la configuración de esta afectación como daño potencial o real a la salud dependerá de si la exposición al petróleo crudo ocasionó el riesgo de un detrimento en la salud humana (como estado completo de bienestar) o si se verifica la existencia de un detrimento actual.

a.1.1. Daño al bienestar físico

585. A efectos de evaluar la existencia de daño a salud a nivel del bienestar físico se debe partir por determinar un escenario de exposición entre el individuo o la población humana y el agente tóxico que tenga las características necesarias para causar el riesgo o contingencia.

586. Los tóxicos[336] o xenobióticos son cualquier substancia que no ha sido producida por la biota, tales como los productos industriales, drogas terapéuticas, aditivos de alimentos, compuestos inorgánicos, entre otros, que producen efectos adversos en los organismos vivos. La <u>exposición</u>, es el contacto entre una población o individuo con un agente químico o físico (agente tóxico). La magnitud de la exposición se

---

334 Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales. Observación General N° 14: El derecho al disfrute del más alto nivel posible de salud: 11/08/2000. E/C. 12/2000/4, párrafo 27.

335 Organización Mundial de la Salud. La gente y la salud ¿Qué calidad de vida? Grupo de la OMS sobre la calidad de vida. Foro Mundial de la Salud, Volúmen 17, Organización Mundial de la Salud, 1996, pp. 386. https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/55264/WHF_1996_17_n4_p385-387_spa.pdf?sequence=1&isAllowed=y

336 Carlos E. Peña, Dean E. Carter, Félix Ayala-Fierro. 2001. Toxicología ambiental: Evaluación de riesgo y restauración ambiental. Southwest Hazardous Waste Program. The University of Arizona, pp. 40.

determina midiendo o estimando la cantidad (concentración) del agente que está presente en la superficie de contacto (pulmones, intestino, piel, etc.) durante un período especificado.

587. En esa línea, la exposición se describe mediante la vía de exposición[337], mecanismo por el que se produce el contacto entre el agente y la persona expuesta. La Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades (ATSDR), agencia federal de salud pública del Departamento de Salud y Servicios Humanos de los Estados Unidos define una vía de exposición[338] como el proceso por el cual una persona está expuesta a contaminantes que se originan de alguna fuente de contaminación. Para que la exposición ocurra, debe existir una vía de exposición completa, la cual se grafica de la siguiente manera:

Gráfico N° 7: Diagrama de flujo de la exposición



Fuente: ATSDR
Elaboración: DFAI

588. A su vez, según la ATSDR una vía de exposición completa[339] consta de los siguientes 5 (cinco) elementos:

Tabla N° 50: Elementos de una vía de exposición

N°	Elemento	Descripción
1	Una fuente de contaminación	Por ejemplo, una chimenea de humo en una fábrica;
2	Medios para el desplazamiento del contaminante	Como el agua subterránea, el suelo superficial, el agua superficial, el aire, el suelo subterráneo, los sedimentos y la biota (vida animal y vegetal);
3	Un punto de exposición	Lugar donde las personas actualmente entran en contacto con el material contaminado.
4	Una ruta de exposición	Hace referencia a cómo los contaminantes entran en contacto con el cuerpo (es decir, ingestión, inhalación, contacto dérmico y absorción cutánea).
5	Una población receptora	Refiere a las personas que están expuestas o potencialmente expuestas a los contaminantes.

Fuente: ATSDR
Elaboración: DFAI.

589. En relación a las rutas de exposición[340], la exposición a sustancias tóxicas tiene lugar a través de las tres rutas principales en los seres humanos, las mismas que se detallan en la siguiente tabla:

337 Moreno, María Dolores. 2003. Toxicología ambiental: Evaluación de riesgo para la salud humana. McGraw-Hill. pp. 350.

338 https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

339 https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

340 https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

Tabla Nº 51: Elementos Principales rutas de exposición en los seres humanos

Nº	Rutas	Descripción
1	La piel (absorción cutánea)	El contacto con la piel es la vía más común de exposición a las sustancias tóxicas. La piel está compuesta por tres capas: - La epidermis (capa externa). La capa más exterior es el estrato córneo (capa carnificada). Esta es la estructura que determina la tasa de absorción de las sustancias a través de la epidermis; - La dermis (capa interior). La capa interna de la piel suele llamarse la piel verdadera. En la piel de los animales, esta es la capa que se convierte en cuero con el procesamiento químico. La dermis es la fuente de oxígeno y de nutrientes para la epidermis. En esta capa se encuentran los folículos capilares, las glándulas sudoríparas y las glándulas sebáceas (oleosas). Estas estructuras desempeñan una función limitada en la absorción de sustancias en la piel; - Tejido adiposo subcutáneo. Esta capa ofrece amortiguación para las estructuras subcutáneas y confiere cierto movimiento a la piel.
2	El sistema respiratorio (inhalación)	La inhalación es el medio más fácil y rápido de exposición a las sustancias tóxicas porque estas sustancias se absorben fácilmente en el sistema respiratorio. El recubrimiento del sistema respiratorio NO es eficaz para evitar la absorción de sustancias tóxicas en el cuerpo. El sistema respiratorio comprende las vías nasales, la tráquea, la laringe y los pulmones.
3	El sistema digestivo (ingestión)	El sistema digestivo (ingestión), la ingestión de sustancias tóxicas generalmente es incidental o inadvertida. El sistema digestivo comprende la boca, el esófago (conducto por donde pasan los alimentos), el estómago y el intestino (grueso y delgado). La absorción de sustancias tóxicas es afectada por factores físicos y químicos como la estructura del cuerpo y el tiempo que permanecen en el cuerpo los alimentos que contienen las sustancias.

Elaboración: DFAI.

590. A su vez, los tipos de exposiciones[341] son: (i) aguda, que es la exposición a un químico durante 24 horas o menos; (ii) crónica, que es la exposición a un químico por más de 3 meses; (iii) sub aguda, que es la exposición a un químico durante 1 mes o menos; (iv) sub crónica, que es la exposición a un químico entre 1 a 3 meses.

591. Por otra parte, es preciso mencionar que, el efecto tóxico (la intoxicación) o respuesta tóxica, se define como cualquier desviación del funcionamiento normal del organismo que ha sido producida por la exposición a substancias tóxicas.

592. Ahora bien, la clasificación clínica de las intoxicaciones es de acuerdo con los siguientes parámetros clínicos: (i) la cantidad o dosis del toxico. (ii) el lapso transcurrido entre la exposición al toxico y el inicio del tratamiento. (iii) el grado de alteración del estado general. Y (iv) el grado de alteración del estado de conciencia.

593. Cabe indicar que la **intoxicación aguda, se caracteriza porque las manifestaciones clínicas aparecen generalmente en las primeras 48 horas después del contacto con el toxico**. La dosis o cantidad del toxico es generalmente grande, pero algunos como el cianuro, paraquat, aflatoxinas y fosforo blanco presentan cuadros agudos severos con pequeñas dosis. Se pueden presentar complicaciones.

594. Lo expuesto, se sustenta en los siguientes estudios de daño real del crudo de petróleo a la salud humana (bienestar físico):

341 https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

Tabla N° 52: Estudios sobre los efectos del crudo de petróleo a la salud humana (bienestar físico)

N°	Título de estudio	Descripción
1	"Ecuador ni es, ni será ya, país amazónico. Inventario de impactos petroleros"[342]	En Ecuador en el 2003 se realizó un estudio a 1520 personas y se realizaron 342 visitas médicas en las comunidades afectadas por la actividad petrolera. Los resultados más destacados de esta investigación fueron: ▪ La actividad petrolera afecta las bases de la subsistencia campesina e indígena; el 94% de la población encuestada ha sufrido pérdidas de animales. Los animales han muerto tras beber agua con crudo, caer a las piscinas o asfixiados por el gas. Sin embargo, un porcentaje de la población ha utilizado esta carne para su consumo. ▪ El 82,4% de la población se ha enfermado en alguna ocasión por la contaminación: el 96% de los enfermos reportaron problemas de la piel, 75% problemas respiratorios, 64% problemas digestivos y 42% problemas de ojos. ▪ En ese sentido, las personas expuestas a la contaminación por crudo de petróleo, presentan el desarrollo de enfermedades a la piel, problemas respiratorios, problemas digestivos y a los ojos.
2	"Culturas bañas en petróleo. Diagnóstico de salud realizado por promotores"[343]	En Ecuador en 1993 se realizó un estudio caso-control en 1465 personas expuestas y no expuestas a la actividad petrolera, demostrando los siguientes resultados: ▪ La población infantil de las comunidades donde hay contaminación de petróleo tuvo importantes niveles de desnutrición (43%) en comparación con la población no expuesta al petróleo (21,5%). ▪ En relación a las familias pertenecientes a las zonas afectadas el 49% de ellas han comprometido su salud por efecto de baños en aguas contaminadas, intoxicaciones por gas, caídas a piscinas con crudo, quema de productos de petróleo, contacto con químicos, explosiones de pozos, ruptura de oleoductos y consumo de alimentos tóxicos. Fruto de estos accidentes se han producido en los afectados piodermitis (50,5%), micosis (46,6%), cefaleas (17,8%), problemas respiratorios (16,4%), reacciones alérgicas (5,5%), dermatitis y problemas renales (2,7%) En ese sentido, la exposición a la contaminación por crudo de petróleo, tal como el escenario de un derrame afecta la nutrición de la población infantil y produce afecciones como piodermitis, micosis, cefaleas y problemas respiratorios en la población expuesta.
3	"Monitoring of DNA damage in individuals exposed to petroleum hydrocarbons in Ecuador"[344]	En Ecuador en el 2006, el grupo de investigación realizó un biomonitoreo del daño del ADN en individuos expuestos a hidrocarburos en San Carlos, provincia de Orellana. Las evidencias científicas obtenidas en esta investigación demostraron que los individuos expuestos a hidrocarburos presentaron alto riesgo carcinogénico y mutagénico. Las personas expuestas a agentes tóxicos propios de las industrias petroleras sufrieron síntomas como fatiga, dolor de cabeza, micosis cutánea, dermatitis, irritación nasal y ocular, gastritis, náusea y diarrea. El análisis, desarrollado mediante la prueba ensayo cometa, permitió determinar que los individuos expuestos a los hidrocarburos presentaron alto porcentaje de daño en el ADN comparado con individuos sanos considerados como control. El análisis citogenético determinó que las personas expuestas presentaron rupturas cromosómicas y gaps. Mientras que en los estudios genéticos se encontró asociación significativa del gen hMSH2 con los individuos expuestos a hidrocarburos y derivados del petróleo.
4	"Función pulmonar en sujetos expuestos a derrame de	En el 2003, la embarcación petrolera griega, el Tasman Spirit, transporta 67,535 toneladas de crudo de petróleo encalló en las costas de Karachi en Pakistán, vertiendo 28,000 toneladas de crudo al mar. En ese escenario se realizó un estudio cuyo propósito fue evaluar la función pulmonar y el seguimiento posterior a un año en individuos expuestos a derrames de petróleo crudo en agua de mar.

342 Maldonado A, Narváez A. Ecuador ni es, ni será ya, país amazónico. Inventario de impactos petroleros. Editorial Acción Ecológica. Quito, Ecuador. 2003.

343 Unión de Promotores Populares de Salud de la Amazonía Ecuatoriana (UPPSAE). Culturas bañadas en petróleo. Diagnóstico de salud realizado por promotores. Editorial Abya Yala. Lago Agrio, Ecuador. 1993.

344 Paz-y-Miño C, López-Cortés A, Arévalo M, Sánchez ME. Monitoring of DNA damage in individuals exposed to petroleum hydrocarbons in Ecuador. Annals of The New York Academy Of Sciences. 2008a; 1140:121–8.

	petróleo crudo en agua de mar"[345]	El estudio fue transversal con seguimiento a 20 trabajadores varones, aparentemente sanos y no fumadores, que estuvieron expuestos a un entorno de derrame de petróleo crudo durante la operación de limpieza. El grupo expuesto se emparejo con 31 sujetos control, los individuos expuestos al aire contaminado presentaron una reducción significativa en la capacidad vital forzada (FVC), el volumen espiratorio forzado en el primer segundo (FEV_1), el flujo espiratorio forzado ($FEF_{25-75\%}$) y la ventilación voluntaria máxima (MVV) en comparación con los sujetos emparejados. En vista de los aspectos fisiopatológicos y la disminución de los parámetros de la función pulmonar FVC, FEV_1, $FEF_{25-75\%}$ y MVV, los resultados muestran que la exposición al petróleo crudo afecta negativamente a la función pulmonar y este efecto se muestra principalmente un patrón obstructivo de la enfermedad de las vías respiratorias. Sin embargo, este deterioro fue reversible cuando el grupo expuesto se mantuvo alejado de la exposición al petróleo. Asimismo, sugiere que el deterioro de la función pulmonar fue un efecto exclusivo de la exposición al petróleo crudo.
5	"Quejas de salud entre los sujetos involucrados en operaciones de limpieza de petróleo durante el derrame de petróleo de un petrolero griego "Tasman Spirit"[346]	El derrame de petróleo en el agua de mar es un desastre para la vida marina y los seres humanos en las cercanías. El objetivo del estudio fue investigar las quejas de salud entre los sujetos involucrados en operaciones de limpieza de petróleo durante el derrame de un petrolero griego "Tasman Spirit". El proyecto se llevó a cabo bajo la supervisión del Departamento de Fisiología, Facultad de Medicina, Hospital Universitario King Khalid, Universidad King Saud, Riad, Arabia Saudita. El estudio se refirió a las quejas respiratorias y de salud general en 50 trabajadores varones, aparentemente sanos y no fumadores, expuestos al petróleo crudo durante las operaciones de limpieza de aceite. El grupo expuesto fue emparejado con un número similar de controles masculinos, no fumadores. Las quejas de salud fueron evaluadas en base a una entrevista comprensiva. Los sujetos involucrados en las operaciones de limpieza de aceite tuvieron tasas significativamente más altas de problemas de salud, incluida la tos (38%), secreción nasal (36%), irritación / enrojecimiento ocular (32%), dolor de garganta (28%), dolor de cabeza (28%), náusea (24%) y enfermedad general (18%), en comparación con sus controles emparejados. La contaminación del aire debido al derrame de petróleo crudo en el agua de mar puede causar problemas respiratorios y de salud general en los trabajadores involucrados en las operaciones de limpieza de petróleo.

Elaboración: DFAI.

595. En el caso de vertidos de petróleo las personas expuestas suelen manifestar dolores de cabeza, dolor de garganta e irritación en los ojos[347]. Estos síntomas de intoxicación aguda son de corta duración y desaparecen rápidamente al eliminar el contacto con el petróleo[348]. El contacto directo con el petróleo o sus vapores causa irritación, picores en la piel y enrojecimiento de los ojos. La exposición prolongada a concentraciones bajas de compuestos volátiles causa náuseas, mareos, dolor de cabeza o somnolencia[349].

596. Los derrames de petróleo también afectan indirectamente la salud de las comunidades nativas. La contaminación petrolera causa la muerte y disminución de animales disponibles para la caza y pesca, causando malnutrición en los nativos lo cual los hace más vulnerables a las enfermedades comunes[350].

345 Lung function in subjects exposed to crude oil spill into sea water. Meo SA, Al-Drees AM, Meo IM, Al-Saadi MM, Azeem MA. Mar Pollut Bull. 2008 Jan;56(1):88-94. Epub 2007 Nov 26. https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/18031764?dopt=Abstract

346 Health complaints among subjects involved in oil cleanup operations during oil spillage from a Greek tanker "Tasman Spirit". Meo SA, Al-Drees AM, Rasheed S, Meo IM, Al-Saadi MM, Ghani HA, Alkandari JR. Int J Occup Med Environ Health. 2009;22(2):143-8. doi: 10.2478/v10001-009-0011-x. URL: https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19546094?dopt=Abstract

347 Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P, Brewster D. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. The Shetland Health Study Group. BMJ British Medical Journal. 1993; 307:1251–5.

348 Lillienberg L, Högstedt B, Järvholm B, Nilson L. Health effects of tank cleaners. American Industrial Hygiene Association Journal. 1992; 53:375–80.

349 Goldstein D, Bendit J. An epidemiological study of an oil mist exposure. Archives of Environmental Health. 1970; 21:600–3.

350 Orta Martínez, M, Napolitano, DA, MacLennan, GJ, O'Callaghan, C, Ciborowski, S, Fabregas, X. 2007. Impacts of petroleum activities for the Achuar people of the Peruvian Amazon: summary of existing evidence and research gaps. Environmental Research Letters, 2: 045006. http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/2/4/045006/meta

597. Los reportes de efectos negativos sobre la salud en pobladores cercanos a zonas de explotación petrolera no son recientes. La literatura científica contiene reportes desde los años 1990 donde trabajadores de la salud reportaban elevada ocurrencia de abortos, dermatitis, micosis en la piel, cansancio, comezón y fastidio en nariz, garganta, migrañas, desnutrición y altas tasas de mortalidad[351,352].

598. Es preciso señalar que, los vertidos de petróleo crudo[353] o refinado que en sí mismo contiene hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH) y que los efectos tóxicos de estos sobre la piel están asociados con dermatitis aguda y crónica con síntomas de quemazón, picor y edema, que son más pronunciados en las regiones de la piel expuesta. La exposición prolongada causa pigmentación en las zonas de la piel expuesta, con cornificación de las capas superficiales y telangioectasis. También se puede observar irritación de las vías aéreas superiores con bronquitis y tos crónica. En los ojos producen lagrimeo, fotofobia, edema de párpados e hiperemia conjuntival.

a.1.2. Daños al bienestar mental

599. Es posible identificar riesgos e incluso menoscabos actuales al bienestar mental como consecuencia de un derrame de petróleo crudo en áreas donde se asientan comunidades indígenas debido a que ello trae como consecuencia que se presenten dificultades para los pobladores y las comunidades en general de sobrellevar problemas cotidianos, por su limitado acceso a sus condiciones básicas de sobrevivencia, como la pérdida de sus cultivos y/o la ausencia de especies de fauna y flora que son parte del consumo diario y sus costumbres ancestrales (uso de plantas medicinales).

600. Dichos escenarios generan las siguientes consecuencias nocivas a nivel del bienestar mental: (i) estrés e incertidumbre por la ausencia de las especies animales y vegetales usadas para consumo humano; y, (ii) pérdida de cultivos y suelo fértil, así como la desconfianza para consumir los productos recolectados. Lo expuesto, se sustenta en los siguientes estudios respecto a la salud humana y los efectos derivados de los vertimientos de petróleo crudo:

Tabla N° 53: Estudios sobre los efectos del crudo de petróleo a la salud humana (bienestar mental)

N°	Título de estudio	Descripción
1	"Salud psicológica en residentes que participan en trabajos de limpieza del derrame de petróleo del Hebei Spirit"[354]	El objetivo del estudio fue examinar y evaluar la salud psicológica de los residentes de Taean durante la limpieza del derrame de petróleo de Hebei Spirit (HS) y revisar algunos factores asociados con los resultados. Se realizó una encuesta a la comunidad de 71 hombres y mujeres 8 semanas después del derrame de petróleo del SA. Los cuestionarios utilizados fueron la escala PWI (Índice de Bienestar Psicológico) para la angustia psicosocial, la escala CES-D (Centro de Estudios Epidemiológicos-Depresión) para los síntomas depresivos.

351 San Sebastián, M, Armstrong, B, Stephens, C. 2002. Outcomes of Pregnancy among Women Living in the Proximity of Oil Fields in the Amazon Basin of Ecuador. International Journal Of Occupational And Environmental Health, 8(4). URL: http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1179/107735202800338650

352 Herrera, DM. 1996. Petróleo, deterioro ambiental y salud: el caso de la comuna de San Carlos. Maestría en Estudios Amazónicos; FLACSO sede Ecuador. Quito. 145 p. URL: http://repositorio.flacsoandes.edu.ec/handle/10469/989#.V97kWXUrLN

353 Mastandrea C, Chichiloza C, Ludueña B, Sánchez H, Álvarez H, Gutiérrez A. Hidrocarburos aromáticos policíclicos. Riesgos para la salud y marcadores biológicos. Acta Bioquím Clín Latinoam 2005;39 (1): 27-36. URL: https://www.redalyc.org/pdf/535/53522191006.pdf

354 Psychological health in residents participating in clean-up works of Hebei Spirit oil spill
Minkyo Song, Yun-Chul Hong, Hae-Kwan Cheong, Mina Ha, Hojang Kwon, Eun-Hee Ha, Yeyong Choi, Woo-Chul Jeong, Jongil Hur, Seung-Min Lee, Eun-Jung Kim. J Prev Med Public Health. 2009 Mar; 42(2): 82–88. doi: 10.3961/jpmph.2009.42.2.82
URL: https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19349736?dopt=Abstract

		La prevalencia general de trastornos psicosociales de alto riesgo en el grupo de estudio fue del 64,2%. Los porcentajes de encuestados con puntajes en la Escala CES-D por encima de 16 y por encima de 21 fueron 77.6% y 62.7%, respectivamente. El porcentaje de encuestados categorizados con impulsos suicidas fue del 18,3%. Cuando se compararon con grupos no expuestos en la población general tomada de diversas fuentes, los residentes de Taean tenían 6.5 veces más probabilidades de tener un alto estrés y 9.4-9.7 veces más probabilidades de estar deprimidos. Los resultados sugieren que el derrame de petróleo del SA tuvo un impacto significativo en la salud psicológica de los residentes de Taean, pero la comparación de los grupos no expuestos es una limitación del estudio.
2	"Problemas agudos de salud entre las personas involucradas en la limpieza del derrame de petróleo de Nakhodka"[355].	En este estudio, la mayoría de los síntomas de los sujetos comenzaron después del inicio de las actividades de limpieza. Por otro lado, los síntomas generales, por ejemplo, fatiga, náuseas y dolor de cabeza, no mejoraron de inmediato. Estos síntomas generales pueden ser signos de agravación de la enfermedad crónica. Además, debemos considerar la asociación entre síntomas generales y salud mental. Algunos investigadores han informado sobre la importancia de la atención de salud mental después de los desastres[356].
3	"Efectos agudos del derrame de petróleo de Hebei en la salud de los residentes de Taean, Corea"[357].	El 7 de diciembre de 2007, el petrolero Hebei Spirit derramó 12,547 kl de petróleo crudo en el Mar Amarillo a 10 km de la costa de la provincia de Taean, Corea. Como la costa ha sido contaminada, los residentes locales han estado expuestos al petróleo crudo. Debido a que los residentes mostraban muchos síntomas, se investigó los efectos agudos para la salud de este derrame de petróleo en ellos. Cuanto más altamente contaminada está el área, más probabilidades hay de que los residentes participen en actividades de limpieza y tengan una mayor probabilidad de exposición al petróleo. Los índices de ansiedad y depresión fueron más altos en las áreas pesadas y moderadamente empapadas de petróleo. El aumento de los riesgos de dolor de cabeza, náuseas, mareos, fatiga, hormigueo en las extremidades, sofocos, dolor de garganta, tos, secreción nasal, falta de aliento, picazón en la piel, sarpullido y dolor de ojos fue significativo. Los resultados sugieren que la exposición al petróleo crudo está asociada con varios síntomas físicos agudos.

Elaboración: DFAI.

a.1.3. Daños al bienestar social

601. El registro de daños al bienestar social de los pobladores y de las comunidades asentadas en las áreas de influencia de los derrames de petróleo crudo, parte de la alternación del entorno donde se desarrollan. El hecho que el petróleo crudo alcance los territorios de pueblos amazónicos como los Awajún o Wampís, representa la perturbación de su cosmovisión y como tal de su organización social:

> "Para los pueblos amazónicos sus territorios no sólo son bosques y ríos donde se proveen de su subsistencia, la alimentación, materiales de construcción y remedios vegetales, sino son lugares de encuentro personal con otros tipos de seres. Las mujeres awajún llaman a sus cultivos «hijas», y los hombres consideran a los animales que cazan como «cuñados». Son también lugares donde adquieren fuerza y protección de los seres sobrenaturales.
>
> La tradición oral de este pueblo orienta hacia un uso sustentable de los recursos. Las deidades femeninas llamadas Nugkui enseñaron a las mujeres awajún y wampís a cultivar las plantas y les dieron las pautas para una relación productiva con la tierra y una advertencia contra el mal uso de este recurso.
> (...)
> Nugkui y su hija son símbolos de la tierra. Si se maltrata a las Nugkui, o sea si se maltrata la tierra, pierde su productividad y la biodiversidad. La relación con Nugkui es la base de la productividad de la tierra. Las mujeres awajún y wampís cantan a las Nugkui anen, cánticos sagrados, para que sus chacras produzcan bien."[358]

355 Morita A., Kusaka Y., Deguchi Y., Moriuchi A., Nakanaga Y., Iki M., Miyazaki S., Kawahara K. (1999). Acute health problems among the people engaged in the cleanup of the Nakhodka oil spill. Environmental research, ISSN: 0013-9351, Vol: 81, Issue: 3, Page: 185-94.

356 Palinkas, L. A., Russell, J., Downs,M. A., and Petterson, J. S. (1992). Ethnic diierences in stress, coping, and depressive symptoms after the ExxonValdez oil spill. J. Nerv. Ment. Dis. 180, 287-295.
Palinkas, L. A., Petterson, J. S., Russell, J., and Downs,M. A. (1993). Community patterns of psychiatric disorders after the ExxonValdez oil spill. Am. J. Psychiatry 150, 1517-1523.

357 Lee CH., Kang YA., Chang KJ., Kim CH. Hur JI., Kim JY., Lee JK. (2010). Acute health effects of the Hebei oil spill on the residents of Taean, Korea. J Prev Med Public Health. 2010 Mar;43(2):166-73. doi: 10.3961/jpmph.2010.43.2.166.

358 REGAN, Jaime 2007 Valoración cultural de los pueblos awajún y wampis. Documento 10. Lima: INRENA.

602. En efecto, los pobladores pertenecientes a las comunidades de los pueblos Awajún y Wampís mantienen una estrecha relación con su territorio el cual no solo incluye a las tierras que ocupan sino aquellas en donde realizan sus actividades cotidianas, razón por la cual la manifestación de situaciones como las ocasionadas por los derrames en Imaza y Morona, afectan su desarrollo en armonía con el entorno que los rodea. A fin de ejemplificar esta situación podemos tomar lo señalado por Leonardo Tello Imaina, director de medios indígenas de radio Ucamara[359]:

> *"Con respecto a los daños a la espiritualidad, no es algo que podemos explicar, es la forma de como sentimos la vida, la relación al bosque, el río, el aire. La contaminación ha generado una tristeza para las familias que todavía mantienen relaciones con sus familiares dentro del río. Es igual con el bosque. Por ejemplo, las plantas medicinales que están contaminadas por el petróleo ya no van a curar igual. Daña el poder curativo de las plantas y la relación de confianza que tienen las personas con estas plantas. Eso es la parte la más importante que no se ve. Es una continuidad que se rompe después de un desastre total. Es muy importante que esta relación de la espiritualidad, con el bosque y el río se mantenga, porque se relaciona al cuidado de la naturaleza."".*

603. Por otro lado, se debe considerar que en el contexto de una emergencia ambiental derivada de derrames dichas comunidades se encuentran obligadas a realizar cambios en sus costumbres tradicionales al verse forzados a modificar su fuente de abastecimiento de agua potable[360], el consumo de conservas de atunes -toda vez que los peces estaban contaminados-, y a la reducción de disponibilidad de carne de monte debido a que los animales que ellos cazaban se desplazaron a otros lugares alejándose de la zona afectada por hidrocarburos[361].

604. Así también, al no contar con el agua natural de consumo y los animales que cazaban en los alrededores de su comunidad, disminuye el tiempo disponible de los pobladores para sus ocupaciones familiares, toda vez que le tomaría mayor tiempo y esfuerzo físico conseguir los referidos recursos, lo que favorece el cambio de actividades cotidianas de dichos pobladores.

605. En consecuencia, se aprecia cómo la perturbación originada por la ocurrencia de un derrame de petróleo crudo incide negativamente en el bienestar social de las personas y de las comunidades, desfigurando el entorno en el que se sustenta su cosmovisión, y modificando sus costumbres.

B. Análisis de los daños derivados de la comisión de infracciones relacionadas con el derrame de petróleo crudo en Imaza

606. En el presente acápite se analizarán los daños derivados de la comisión de las infracciones imputadas al administrado. Si bien los daños se derivan de la comisión de tales infracciones por parte del administrado, a efectos de comprender la configuración de los mismos sea como daño potencial o daño real se dividirá la evaluación por derrames, teniendo en consideración que las infracciones por incumplir el PAMA del ONP y no implementar medidas de control y mitigación se vinculan a partir del vertimiento del petróleo crudo al ambiente y su posterior migración.

a. Hechos detectados por la Dirección de Supervisión durante la Supervisión Especial Imaza 1

a.1. Sobre el derrame de petróleo crudo en Imaza

---

359 Tomado de: "La Serpiente Negra en la Amazonía Peruana: el Oleoducto Norperuano". Instituto Chaikuni.2018 p- 25. Disponible en: https://chaikuni.org/wp-content/uploads/2018/10/La-Serpiente-Negra-De-La-Amazon%C3%ADa-Peruana-Instituto-Chaikuni-1.pdf

360 Reemplazando en algunos casos al río por bidones de agua.

361 ERM (03 de febrero del 2016). Contingencia en el km 206+035 del ORN

607. Durante la Supervisión Especial Imaza 1 al Km 440+781 del Tramo II del ONP la Dirección de Supervisión verificó el derrame de petróleo crudo a la altura del Km 440+781 del ONP conforme se evidencia en el Acta de Supervisión s/n del 29 de enero del 2016[362] y de los registros fotográficos Nº 1 a 4 y 15 a 16 del Informe de Supervisión Imaza 1[363]. A su vez, el 28 de enero del 2016 a las 07:50 horas Petroperú controló la salida del petróleo crudo.

608. Cabe indicar que el volumen de petróleo crudo derramado hasta el día 28 que se controló la fuga, fue de aproximadamente dos mil novecientos setenta y uno (2971) barriles de petróleo crudo[364], según el "Balance Diario del Tramo II ONP – enero 2016"; equivalentes a **472 389 litros de petróleo**[365].

a.2. La migración del petróleo crudo vertido al ambiente

609. Del análisis de las fotografías Nº 2, 4, 5, 6, 18 y 19 del referido informe, se observa que el crudo migró desde el punto inicial de rotura del ducto en el Km 440+791 del tramo II del ONP, hasta discurrir por una quebrada sin nombre y llegar al curso de la Quebrada Inayo.

610. De las fotografías citadas, se tiene que el hidrocarburo proveniente del derrame de Imaza en solo dos (2) días llegó a alcanzar el cauce de la quebrada Inayo[366] desde el punto de derrame en el km 440+781 del tramo II del ONP.

611. A efectos de determinar la extensión de la migración del hidrocarburo entre el 25 y 27 de enero del 2016, esta Dirección midió la distancia entre el punto de derrame y el puente Inayo[367], teniendo como resultado que entre el 25 y 27 de enero del 2016, el crudo proveniente del derrame de Imaza recorrió aproximadamente 1.12 km, equivalente a 9.33 campos de futbol[368]:

---

362 Acta de Supervisión Directa S/N del 29 de enero del 2016. Ver la página 49 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el CD que obra en el folio 816 del expediente:

"Instalaciones, áreas y/o componentes verificados:
(...)
Punto de la fuga de petróleo crudo: con fecha 27 de enero del 2016, se verificó que un tubo de 36" de diámetro, tramo II del Oleoducto Nor Peruano, ubicado a aproximadamente en el Km. 440+781, una "falla" a través del cual se producía la fuga de petróleo crudo (...)".

363 Cabe indicar que las fotografías recabadas durante la supervisión del 27 al 29 de enero del 2016 corresponden a las fotografías Nº 1 al 20, del anexo de registro fotográfico del Informe de Supervisión Imaza 1.

La numeración de fotografías es relevante en la medida que el Informe de Supervisión Imaza 1 analiza los hallazgos detectados durante dos (2) supervisiones, por lo que debe tomarse en cuenta la fecha de los registros fotográficos para identificar a cuál supervisión corresponde cada fotografía tomada por la DS.

364 Página 141 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 del folio 816 del expediente.

365 Tomando en consideración que, de acuerdo a sistema británico o imperial, un barril de petróleo equivale a 159,11315 litros.

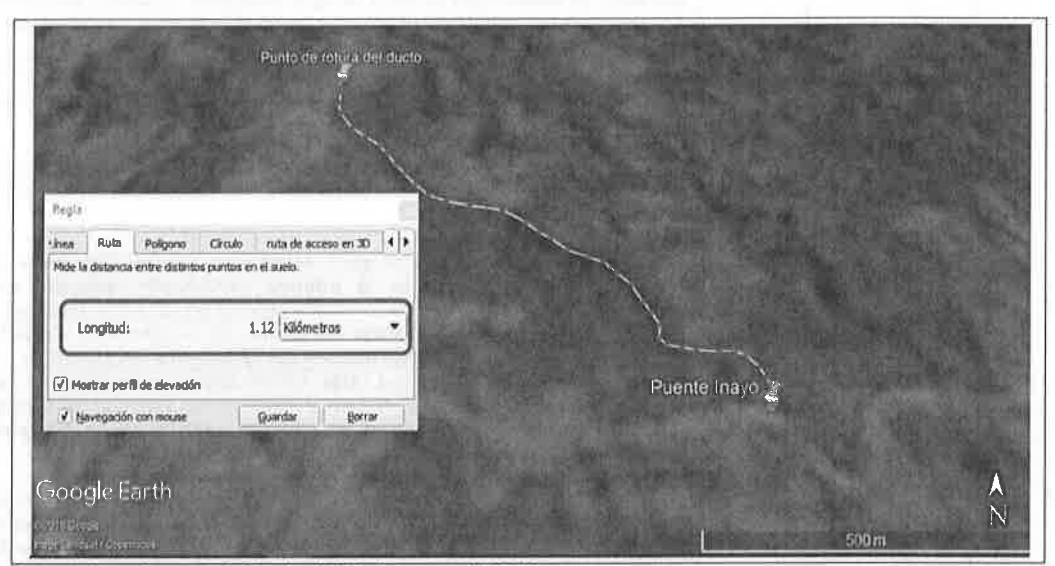
366 Desde el cual, el petróleo siguió discurriendo aguas abajo.

367 Coordenadas:

- Punto de rotura del ducto: Coordenadas UTM - Datum WGS84 - Zona 17M, E 0798606; N 9426443; y,
- Puente Inayo: Coordenadas UTM - Datum WGS84 - Zona 17M, E 0799382; N 9425785.

368 Tomando en consideración que las medidas de los campos de futbol son de 120 m de largo.

Mapa Nº 1: Extensión del crudo proveniente del derrame de Imaza desde el 25 al 27 de enero del 2016



Fuente: Acta de supervisión s/n del 29 de enero del 2016.
Elaoración: DFAI.

612. Así, tomando en cuenta los hechos verificados, la DS concluyó, respecto de esta primera supervisión, que como consecuencia del derrame se habría afectado[369]:

i) el cuerpo de agua de la denominada quebrada Inayo, en una longitud aproximada de 3.5 km (lineales), así como las orillas de la referida quebrada;
ii) cultivos tales como cacao y plátano: conlindantes al punto donde se produjo el derrame de petróleo crudo; y,
iii) suelo (superficial) a los alrededores del punto donde se produjo el derrame del petróleo crudo.

a.3. Sobre las medidas de contención implementadas por Petroperú

613. Asimismo, durante la supervisión, la Dirección de Supervisión verificó que el administrado: i) al 28 de enero controló la salida de crudo de la tubería; ii) desvío el caudal de la quebrada s/n; iii) implementó barreras artesanales con palos y plásticos; y, iii) movilizó sacos de arena en la Quebrada Inayo[370] para ser utilizados como contención, conforme a lo identificado en el Acta de Supervisión del 29 de enero del 2016:

Tabla Nº 54: Acta de Supervisión del 29 de enero del 2016

"(…)

2	*9426466*	*0798596*	*Quebrada sin nombre (1): (…)* *En la parte inferior (aguas abajo siguiendo el curso de la quebrada "sin nombre" de curso estacional)* ***se observó tres (3) barreras de contención artesanales (de palos y plásticos)*** *que contenían volúmenes de petróleo crudo.*

369 Conforme al Hallazgo Nº 1 del Acta de Supervisión s/n del 29 de enero del 2016:
Hallazgo Nº 1:

"Se verificó que el derrame de petróleo crudo se produjo por una "falla" en la tubería de 36" de diámetro, ubicado aproximadamente en el Km. 440+781 del ONP, ***como consecuencia del derrame se habría afectado:***

- *El cuerpo de agua de la denominada quebrada Inayo, en una longitud aproximada de 3.5 Km (lineales). Así como las orillas de la referida quebrada en los 3.5 kilómetros.*
- *Cultivos tales como cacao y plátano: conlindantes al punto donde se produjo el derrame de petróleo crudo.*
- *Suelo (superficial) en un área de aproximadamente 50 m2 a los alrededores del punto donde se produjo el derrame del petróleo crudo".*

370 Utilizando material vegetal de la zona de impacto, conforme se evidencia de la fotografía Nº 24, 25, 26 y 28 del anexo fotográfico del Informe de Supervisión Imaza.

3	*9426417*	*0798578*	*Desvío de la quebrada sin nombre (1): ubicada a la altura del tubo de 36" de diámetro, se observó que el curso de agua estacional (quebrada sin nombre 1) fue desviado para controlar el volumen del curso de agua que desplazaba el petróleo crudo producto de la fuga.*
6	*9425793*	*0799385*	*Puente Inayo: ubicado a 1 Km (lineal) aguas debajo de la zona donde se ubica el punto de la fuga de petróleo crudo, cruza la quebrada Inayo y la carretera Saramiriza-Bagua.* *Aguas arriba del puente Inayo, se observó una película de petróleo crudo que oscila entre 5 a 15 cm aproximadamente 10 metros (curva) de longitud y 3 metros de ancho.* *Aguas abajo del puente, se observó **sacos con arenas colocados en la quebrada Inayo, la cual es la primera contención colocada por el administrado**. Asimismo, se observó que algunos de los sacos de arena eran arrastrados por la fuerza del agua, rompiendo así la contención del petróleo crudo, producto de la lluvia presentada el día 27 de enero del 2016. (...).*
7	*9425338*	*0800020*	*Contención artesanal: ubicada a unos 1.0 km (lineal) agua abajo del puente Inayo, dicha contención estaba hecha de hojas, ramas y troncos de la zona.* ***Aguas debajo de la contención, se observó petróleo crudo que pasó la contención en mención.*** *Aguas arriba y aguas debajo de la contención, se observó una película de petróleo crudo que cubría toda la superficie de la quebrada, aproximadamente 20 metros de longitud por 3 metros de ancho. A los márgenes de la quebrada Inayo, se observó vegetación propia del lugar, la cual estaba cubierta con petróleo crudo.* *(...).*
8	*9425346*	*0800080*	*Contención con plásticos: a unos 1.5 Km (lineal) agua abajo del puente inayo, se observó una contención de plástico y palos, la cual sirvió para contener el crudo que pasó la contención artesanal indicada en el numeral 7.* *El administrado indicó que esta contención hace las veces de una poza separadora artesanal, ya que se habría colocado plástico. A una profundidad aproximada de. 50. Cm y dejando una altura para el pase de agua.* *Aguas debajo de esta contención, se observó pequeñas iridiscencias características de petróleo crudo.*

(...)".

(Subrayado y resaltado agregado).

614. Asimismo, el 29 de enero del 2016, la Supervisión Especial 1 culminó, como consta en el Acta de Supervisión del 29 de enero del 2016[371].

a.4. Sobre los monitoreos de agua superficial y suelo

615. La Dirección de Supervisión realizó un monitoreo de aguas superficiales y suelo, que arrojaron los resultados referidos en el Informe Complementario Imaza[372]:

- Excedencia del ECA para las concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en los resultados de análisis de agua superficial, en las fracciones C6-C10, C10-C40, C6-C40; y, aceites y grasas, en el punto ubicado en la quebrada Inayo, a 5 metros aproximadamente aguas abajo del puente Inayo:

Tabla N° 55: Resultado del monitoreo de aguas superficiales de la supervisión del 27 al 29 de enero del 2016

371 Ver fotografía N° 18 del anexo fotográfico del Informe de Supervisión Imaza 1. Página 473 del archivo digital del referido documento; y, : "*Río Inayo: Se llegó a la confluencia de la desemocadura de la quebrada Inayo en el río Chiriaco, no se observó petróleo crudo iridiscencia sobre la superficie del cuerpo de agua*".

372 Cabe indicar que de acuerdo a lo señalado por la Dirección de Supervisión en el Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, se consideró la aplicación de la Categoría 3- Riego de Vegetales y Bebida de Animales. D1: Subcategoría D1 Vegetales de Tallo Bajo y Alto y D2: Subcategoría D2 Bebida de Animales; en la medida que la quebrada Inayo tributa al río Chiriaco y, a su vez, este último tributa al río Marañón, el mismo que se encuentra clasificado con la categoría 3.

Ver página 36 del archivo digitalizado correspondiente al Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, ubicado en el folio 816 del expediente.

Punto de Monitoreo	Descripción del punto de monitoreo	Coordenadas UTM (Datum WGS84) Zona 17 M		Parámetros			
				Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)			Aceites y Grasas (mg/L)
		Este	Norte	C6-C10	C10-C40	C6-C40	
148, 3a, ESP-1	Punto ubicado en la quebrada Inayo, a 5 metros aproximadamente aguas abajo del puente Inayo, después de la primera contención.	07993772	9425783	**129,60**	**12428,60**	**12440,37**	**1196000,0**
ECA Agua Categoría 4, Subcategoría E2: Ríos Selva (1)				**0,5**	**0,5**	**0,5**	5,0
ECA Agua Categoría 3 Riego de Vegetales y Bebida de Animales. D1: Subcategoría D1 Vegetales de Tallo Bajo y Alto (2)				-	-	-	5
ECA Agua Categoría 3 Riego de Vegetales y Bebida de Animales. D2: Subcategoría D2 Bebida de Animales (2)				-	-		10

(1): Decreto Supremo Nº 015-2015-MINAM. Estándares de Calidad Ambiental para Agua, Categoría 4 Conservación del Ambiente Acuático, Sub Categoría E2 Ríos Selva.
(2): Decreto Supremo Nº 015-2015-MINAM. Estándares de Calidad Ambiental para Agua, Categoría 3 Riego de Vegetales y Bebida de Animales. D1: Subcategoría D1 Vegetales de Tallo Bajo y Alto; y, D2: Subcategoría D2 Bebida de Animales.
Fuente: Informe de Ensayo Nº 20799L/16-MA de Inspectorate Services Perú. S.A.C; Informe de Ensayo Nº J-00207847 de NSF Envirolab S.A.C.; e, Informe Complementario Nº 1171-2016-OEFA/DS-HID.
Elaboración: DFAI.

- Excedencia del ECA para las concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en los resultados de análisis de suelo, en las fracciones F2 (C10-C40) y F3 (C6-C0); en los puntos 148, 6, ESP-1, 148, 6, ESP-2, 148, 6, ESP-3, 148, 6, ESP-4 y 148, 6, ESP-5:

Tabla Nº 56: Resultado del monitoreo de suelo de la supervisión del 27 al 29 de enero del 2016

Punto de Monitoreo	Descripción del punto de monitoreo	Coordenadas UTM (Datum WGS84) Zona 17 M		Parámetros	
				Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/kg)	
		Este	Norte	F2 (C10-C40)	F3 (C26-C40)
148, 6, ESP-1	Punto ubicado en la quebrada Inayo, a 5 metros aproximadamente aguas abajo del puente Inayo, después de la primera contención.	07993772	9425783	**7821**	**6238**
148, 6, ESP-2	Punto ubicado a 1.5. metros de la tubería por donde ocurrió la fuga de petróleo crudo.	0798609	9426442	**4013**	**4999**
148, 6, ESP-3	Punto ubicado a la margen izquiera de la quebrada Inayo, a 8 metros aproximadamente antes de la primera contención.	0799383	9425790	**14153**	**10028**
148, 6, ESP-4	Punto ubicado a la margen derecha de la quebrada Inayo, a 1.5 metros aproximadamente antes de la primera contención.	0799367	9425777	**15715**	**11211**
148, 6, ESP-5	Punto ubicado a la margen derecha de la quebrada Inayo, a 1.5 metros aproximadamente después de la primera contención.	0799369	9425775	**16852**	**10624**
ECA de Calidad Ambiental para Suelo, Uso Agrícola (1)				0,5	0,5

(1): Decreto Supremo Nº 002-2013-MINAM. Estándares de Calidad Ambiental parta Suelo, Uso Agrícola.
Fuente: Informe de Ensayo Nº SAA-16/00347; e, Informe Complementario Nº 1171-2016-OEFA/DS-HID.
Elaboración: DFAI.

a.5. Sobre la atención de la Micro Red de Salud Chiriaco

616. El día 28 de enero del 2016, el Coordinador de Salud Ambiental de la Red de Salud Bagua, en conjunto con el personal responsable de Salud Ambiental de la microred Chiriaco[373] realizaron una inspección al Caserío Inayo, en la que concluyeron que:

[373] El personal encargado de llevar a cabo esta tarea fue: el biólogo Edgar Iván Berrospi Torres: Jefe de la Unidad de Salud Ambiental de la Red de Salud; y, el Técnico en Enfermería Samuel Bustamante Sánchez: Equipo técnico de salud ambiental -RSB.

Ver página 388 del documento digitalizado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

- El petróleo crudo alcanzó la quebrada Inayo, existiendo 3 km aproximadamente desde este punto hata la desembocadura del río Chiriaco[374]; y,
- La quebrada Inayo es tributaria del río Chiriaco y su agua es utilizada para el riego de parcelas de cultivos[375].

b. Hechos verificados durante la segunda supervisión: del 13 a 17 de febrero del 2016

b.1. Sobre la extensión del derrame de Imaza

617. De la revisión del Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016, se advierte que la Dirección de Supervisión se apersonó al punto de derrame en el Km 440+781, y a las Comunidades Nativas de Puerto Pakuy, Wachapea, Nazareth; y al puerto Samare, ubicadas en los márgenes del río Chiriaco; así como al río Marañón[376].

618. De la revisión del Acta, se tiene que la Dirección de Supervisión identificó que el petróleo crudo proveniente del km 440+781, había alcanzado la confluencia de la Quebrada Inayo con río Chiriaco, y discurrido por el río Chiriaco hasta llegar al río Marañón el cual presentaba manchas e iridiscencias de crudo[377].

619. Cabe indicar que en los márgenes del río Chiriaco por donde discurrió el crudo, habitan las Comunidades Nativas: Pakún, Chiriaco, Yangunga, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth, conforme a lo verificado en el Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016.

620. Adicionalmente la Dirección de Supervisión identificó el 15 de febrero del 2016 a pobladores de las Comunidades Nativas de Pakun y Wachapea que entraron en contacto directo con el crudo al tratar de recuperar petróleo dentro del área de influencia de sus comunidades, lo cual acredita que el crudo llegó hasta los lugares donde se encuentran asentadas las comunidades nativas aledañas al río Chiriaco y Marañón. Ello consta en la fotografía 56°[378] del Informe de Supervisión Imaza 1; en donde se observa a cuatro (4) comuneros de Puerto Pakún cubiertos de crudo en el rostro, y en sus extremidades superiores e inferiores; así como en la fotografía N° 26 del Informe Complementario Imaza[379]:

374 Punto 1.5 del Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB. Ver página 387 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra en el folio 816 del expediente.

375 Punto 1.4 del Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB. Ver página 387 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra en el folio 816 del expediente.

376 Tal como consta en la relación de áreas verificadas de la citada Acta. A su vez, cabe indicar que Petroperú, en el Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016, también refirió a la DS sobre las transacciones extrajudiciales con diez (10) propietarios de terrenos, en el ámbito de las áreas próximas al derrame de Imaza.

377 Ibídem.

378 Ver página 511 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

379 Cabe indicar que en la fotografía N° 26 del Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID también se observan a estas personas totalmente cubiertas de crudo. Ver página 30 del Informe N° 1171-2016 que obra en el folio 816 del expediente.

Tabla Nº 57: Fotografía Nº 56 del Informe de Supervisión Imaza 1; y, fotografía Nº 26 del Informe Complementario Imaza


Foto 56: Se observa pobladores de la zona que se encontraban impregnados con petróleo crudo sin ningún tipo de protección.


Fotografía Nº 26. Recuperación de crudo por parte de pobladores en cilindros de 55 galones de capacidad cada uno

Elaboración: DFAI.

621. Asimismo, la Dirección de Supervisión llegó hasta el Centro de Salud Chiriaco, donde los supervisores se reunieron con la jefa de la Microred de Salud de Chiriaco, quien les manifestó que se realizó un seguimiento a las personas expuestas por contatco con petróleo de las comunidades nativas de Pakun, Wachapea, Suwikai y Nuevo Progreso, identificándose tres (3) personas de la Comunidad Nativa de Pakun, quienes manifestaron sintomatología producto del contacto con el petróleo

622. De la misma forma, la Dirección de Supervisión se entrevistó con el Apu de la Comunidad Nativa de Pakun el cual manifestó que el río Chiriaco es la única fuente que usan para bañarse, lavar sus ropas y alimentarse, además que ellos utilizan las aguas del río Chiriaco para el regadío de sus cultivos.

623. Lo expuesto fue referido por la Dirección de Supervisión en el Informe de Supervisión Imaza 1, en donde se expone el recorrido efectuado por los supervisores del 13 a 17 de febrero del 2016:

Tabla Nº 58: Informe de Supervisión Imaza 1

"IV. RESULTADO DE LA SUPERVISIÓN **Supervisión del 13 al 17 de febrero de 2016** (...) Es importante mencionar que **los pobladores de las Comunidades Nativas de Pakun y Wachapea se encontraban realizando trabajos de recuperación del petróleo crudo que se encuentra dentro de su área de influencia de cada comunidad** almacenándolo en cilindros de 55 galones de capacidad que les provee la empresa Petroperú. El 15 de febrero se continuó asistiendo al Centro de Salud Chiriaco, donde nos reunimos con la Jefa de la Microred de Salud de Chiriaco (...) quien nos manifestó que habían realizado un seguimiento a las personas expuestas por contacto con petróleo (...) de las comunidades nativas de Pakun, Wachapea, Suwikai y Nuevo Progreso (...) proporcionándonos los registros en los que se puede verificar tres personas de la CCNN de Pakun manifestaron sintomatología producto del contacto con el petróleo (...). Nos trasladamos al Puerto Pakun donde nos encontramos con cuatro (04) comuneros de las zonas los cuales no se identificaron, se pudo observar que estaban impregnados con petróleo crudo (...). Posteriormente nos reunimos con el Apu de la Comunidad Nativa de Pakun (...) donde nos manifestó que ha comunicado a su comunidad que eviten tener contacto con las aguas del río Chiriaco, sin embargo, es la única fuente que usan para bañarse, lavar sus ropas y alimentarse, además que ellos utilizan las aguas del río Chiriaco para el regadío de sus cultivos de plátano, yuca, cacao y tsemantsen (...). Los comuneros (****) de la Comunidad nativa Pakun declararon haberse sentido afectados en su salud por haber tenido contacto con el petróleo crudo derramado en el río Chiriaco. Se continuó con la supervisión en el puerto Samaren de la Comunindad Nativa de Nazareth, el cual se encuentra ubicado en la margen derecha del río Chiriaco (...) se observó manchas de petróleo crudo derramado e iridiscencia en las aguas del río Chiriaco al cual se unen con las aguas del río Marañón.

(...) La reunión de cierre de la supervisión especial culminó con la firma del Acta siendo las 19:30 horas del día 1 de febrero del 2016".

(****): Para la relación de nombres de los comuneros, ver el Acta de Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016. Los nombres han sido omitidos en el presente documento por hacer referencia a información de salud e intimidad de las personas.
Fuente: Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016 e Informe de Supervisión Imaza 1.
Elaboración: DFAI.

624. De la misma forma, la Dirección de Supervisión incluyó en el siguiente mapa, el recorrido del crudo desde el km 440+781, hacia la quebrada Inayo, el río Chiriaco y Marañón, así como las comunidades nativas que se encuentran asentadas en los márgenes de los citados cuerpos hídricos por los que discurrió el crudo:

Mapa N° 2: del recorrido del crudo del derrame de Imaza

Fuente: Página 51 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el folio 816 del expediente.

625. Por las razones expuestas, la Dirección de Supervisión concluyó como hallazgos de la supervisión, la existencia de afectación del suelo, cuerpos de agua, flora, fauna al verificar que[380]:

- Las aguas de la quebrada Inayo, desde el punto de derrame hasta la desembocadura del río Chiriaco se encuentra con petróleo crudo;

---

380 Conforme a los hallazgos del Acta de Supervisión s/n del 17 de febrero del 2016:

"**Hallazgo N° 1:** Durante la supervisión de campo se observó que las aguas de la quebrada Inayo, desde el punto de derrame hasta la desembocadura del río Chiriaco se encuentra con petróleo crudo, del mismo modo se pudo verificar que el suelo y la flora existente en la ribera de los márgenes (derecho e izquierda) de la quebrada Inayo se encuentra impregnado con el petróleo crudo derramado en una distancia y/o altura de dos (2) a cinco (5) metros aproximadamente.

Hallazgo N° 2: Durante la supervisión de campo se observó que las aguas del río Chiriaco, desde la desembocadura de la quebrada Inayo hasta el puerto Samaren (donde se ubican las comunidades Nativas: Pakún, Chiriaco, Yangunga, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth), se identificó trazas y manchas (entre 10 a 20 cm de diámetro aproximadamente) de petróleo crudo e iridiscencia, las cuales se van disponiendo a medida que va dirigiéndose al río Marañón, del mismo modo se pudo verificar que el suelo y la flora existente en la ribera de los márgenes (derecha e izquierda) del río Chiriaco se encuentra impregnado focalizadamente con el petróleo crudo derramado en una distancia y/o altura de dos (2) a cinco (5) metros aproximadamente.

Hallazgo N° 3: Durante la supervisión de campo se observó desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1,6 km de distancia aproximadamente en las aguas del río Marañón trazas de petróleo crudo e iridiscencia en forma esporádica, del mismo modo se pudo verificar en puntos focalizados que el suelo y la flora existente en la ribera de la margen derecha del río Marañón se encuentra impregnado con el petróleo crudo derramado en una distancia y/o altura de 30 cm aproximadamente".

Hallazgo N° 4: Durante la supervisión de campo los comuneros (****) de la Comunidad Nativa Pakun, declararon haberse sentido afectados en su salud por haber tenido contacto con el petróleo crudo derramado en Chiriaco".

Hallazgo N° 5: Durante la supervisión de campo se pudo verificar que la recuperación del petróleo crudo derramado en el río Chiriaco en cilindros de 55 galones de capacidad se almacena temporalmente en las riberas de los puertos Pakun y Wachapea (...)".

(****): Para la relación de nombres de los comuneros, ver el Acta de Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016. Los nombres han sido omitidos en el presente documento por hacer referencia a información de salud e intimidad de las personas.

- El suelo y la flora existente en la ribera de los márgenes (derecho e izquierda) de la quebrada Inayo se encuentra impregnado con el petróleo.
- Las aguas del río Chiriaco, desde la desembocadura de la quebrada Inayo hasta el puerto Samaren[381], presentan trazas y manchas (entre 10 a 20 cm de diámetro aproximadamente) de petróleo crudo e iridiscencia;
- El suelo y la flora existente en la ribera de los márgenes (derecha e izquierda) del río Chiriaco se encuentra impregnado con petróleo crudo derramado en una distancia y/o altura de dos (2) a cinco (5) metros aproximadamente.
- Las aguas del río Marañón presenta trazas de petróleo crudo e iridiscencia en forma esporádica, desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km de distancia aproximadamente en las aguas del río Marañón;
- En la ribera de la margen derecha del río Marañón el suelo y la flora se encuentran impregnados con petróleo crudo en puntos focalizados.

626. De la misma forma, la Dirección de Supervisión concluyó como hallazgo de la supervisión la existencia de afectación a la salud de las personas, por cuanto en la supervisión se observó que[382]:

- En el tramo desde la desembocadura de la quebrada Inayo hasta el puerto Samaren habitan las Comunidades indígenas: Pakún, Chiriaco, Yangunga, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth;
- 4 comuneros de la Comunidad Nativa Pakun, declararon haberse sentido afectados en su salud por haber tenido contacto con el petróleo crudo derramado en Chiriaco;
- La recuperación del petróleo crudo derramado en el río Chiriaco se realiza en cilindros de 55 galones de capacidad –203 litros– y se almacena temporalmente en las riberas de los puertos de comunidades nativas de Pakun y Wachapea.

b.2. Sobre los monitoreos de agua superficial

627. La Dirección de Supervisión realizó un monitoreo de aguas superficiales, que dio como resultado la excedencia del ECA para las concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en los resultados de análisis de agua superficial, en las fracciones C10-C40, C6-C40, en los puntos ubicado en Puerto Pakun, y el puerto de Samaren, en la Comunidad Nativa de Nazareth[383]:

Tabla N° 59: Resultado del monitoreo de aguas superficiales de la supervisión del 13 al 17 de febrero del 2016

Punto de Monitoreo	Descripción del punto de monitoreo	Coordenadas UTM (Datum WGS84) Zona 17 M		Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)		
		Norte	Este	C6-C10	C10-C40	C6-C40
148, 3a, ESP-04	Muestra de agua en Puerto Pakun de Chiriaco[384].	9427859	800905	<0.04	1,30	1,30
148, 3a, ESP-06	Toma de muestra de agua en puerto Samaren de la Comunidad Nazareth en el río Chiriaco, antes de la desembocadura en el río Marañón a la margen derecha del mismo[385].	9431748	795477	<0.04	10,20	10,20

381 Donde se ubican las comunidades Nativas: Pakún, Chiriaco, Yangunga, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth, de acuerdo a lo indicado por Direccióndе Supervisión en el Acta de supervisión s/n del 17 de febrero del 2016.

382 Ibídem.

383 Ver página 38 del archivo digitalizado correspondiente al Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, ubicado en el folio 816 del expediente.

384 Ver página 35 del archivo digitalizado correspondiente al Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, ubicado en el folio 816 del expediente.

385 Ver página 36 del archivo digitalizado correspondiente al Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, ubicado en el folio 816 del expediente.

ECA Agua Categoría 4: Ríos Selva (1)	0,5

(1): Decreto Supremo Nº 015-2015-MINAM, Estándares de Calidad Ambiental para Agua, Categoría 4: Ríos de la Selva.
Fuente: Informe de Ensayo Nº 21562L/16-MA de Inspectorate Services Perú S.A.C.; e, Informe Complementario Nº 1171-2016-OEFA/DS-HID.
Elaboración: DFAI.

c. Resultados de las supervisiones del 27 a 29 de enero y del 13 a 17 de febrero del 2016

628. Considerando la información recabada durantes las dos (2) supervisiones llevadas a cabo por la Dirección de Supervisión –del 25 al 29 de enero, y del del 13 a 17 de febrero del 2016– se tiene que la DS determinó que el derrame de Imaza se extendió sobre el suelo y la vegetación próxima al derecho de vía del ONP, la vegetación circundante y las márgenes y el agua de las quebradas s/n, Inayo, y rios Chiriaco, hasta alcanzar al río Marañón[386].

629. Respecto a la extensión de las áreas afectadas, la Dirección de Supervisión consluyó que el área de afectación comprende 40 200 metros cuadrados[387], conforme se evidencia de las Actas de Supervisión de ambas supervisiones, y los registros fotográficos del Informe de Supervisión Imaza 1[388].

630. La Dirección de Supervisión calculó el área de de 40 200 metros cuadrados como área afectada por el derrame de Imaza, multiplicando la extensión (ancho) de las márgenes de las riberas afectadas (con petróleo crudo) identificadas durante las supervisiones[389], con la longitud de los cuerpos de agua por donde discurrió el derrame, de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla Nº 60: Extensión de zonas afectadas por el derrame de Imaza

Nº	Zona afectada por el derrame de Imaza	Descripción	Fotografía de sustento	Área
1	Desde el punto de derrame en el Km 440+781 hasta desembocadura de quebrada Inayo.	Longitud de 5 300 m, y ancho total de 4 m, considerándose 2 m de afectación a cada margen de la quebrada Inayo.	Nº 6	21 200 m^2
2	Desde la desembocadura de la Qda. Inayo hasta la desembocadura del río Chiriaco	Longitud de 18 000 m, considerándose 0.5 m de afectación, por cada cada margen de la quebrada Inayo.	Nº 33	18 000 m^2
3	Desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km del río Marañón.	En la Fotografía Nº 65 del Informe de Supervisión Imaza 1, se observa que la extensión de la afectación es menor en comparación a la quebrada Inayo; por ello, la Dirección de Supervisión tomó como referencia el lado aproximado de 0.3125 m (lado total 0.625), en la medida que el crudo se encontraba impregnado en puntos localizados.	Nº 65	1 000 m^2
Área total				**40 200 m^2**

Registro fotográfico del Informe de Supervisión Imaza 1.
Fuente: Informe de Supervisión Imaza 1.
Elaboración: DFAI.

631. Adicionalmente, a efectos de determinar la extensión de la migración del hidrocarburo proveniente del derrame e Imaza, hasta el 17 de febrero del 2016, ésta Dirección midió

386 Imágenes 1 a 14 del Informe de Supervisión Imaza 1, que obran en las páginas 26 a 34 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

387 Página 29 y 30 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

388 Conclusión arribada, producto del análisis de las afectaciones identificadas durante las 2 supervisiones, debido a que hasta el 28 de enero del 2016, no se evidenció que el crudo llegó a la confluencia de la quebrada Inayo con el río Chiriaco; pero en la segunda supervisión, se verificó que el crudo del derrame del 25 de enero se había extendido hasta el río Marañón.

389 En la medida que se encontraban con impregnaciones de petróleo crudo.

la distancia entre el punto de derrame y el punto 148, 3a,ESP-7[390] –útimo lugar donde la Dirección de Supervisión observó trazas de crudo en el río Marañón– teniendo como resultado que al 17 de febrero, el crudo proveniente del derrame de Imaza recorrió aproximadamente 24.62 km, equivalente a 205 campos de futbol[391].

632. Por lo expuesto, la Dirección de Supervisión –producto de las supervisiones del 27 al 29 de enero y 13 a 17 de febrero del del 2016– verificó que Petroperú generó daños potenciales y reales al componente suelo y agua, así como a la flora, fauna y salud de las personas, por los incumplimienton a sus obligaciones ambientales en el derrame de Imaza, conforme se evidencia en las conclusiones del Informe de Supervisión Imaza 1 y el Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS[392]:

Tabla N° 61: Conclusiones del Informe de Supervisión Imaza 1 e Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS

Informe de Supervisión Imaza 1	Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS
"60. (...) de lo verificado en campo se puede advertir que el administrado no habría realizado un adecuado control luego de ocurrido el derrame de conformidad con su Plan de Contingencia, ya que el impacto generado por el volumen derramado fue de gran magnitud. Asimismo, de haberse controlado el derrame inmediatamente después de haber parado el bombeo (...) el grado de afectación a los componentes ambientales hubiera sido menor a lo registrado (...). 61. En ese orden de ideas, existen medios probatorios que demuestran que Petroperú no controló a tiempo el derrame ocurrido en la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP, con el fin de evitar mayores daños ambientales. Asimismo, a partir de los medios probatorios recabados por el equipo de supervisores, así como del análisis de los indicios advertidos, se ha determinado que el impacto ambiental causado por el derrame de petróleo crudo en la progresiva 440+781 (...) ocasionó un daño real a la flora, fauna y vida o salud humana. 62. Por todo lo expuesto, a partir de los medios (...) se concluye que Petroperú sería el responsable del impacto ambiental causado por el derrame de Petróleo crudo del ONP, al ocasionar un daño real a los componentes ambientales: suelo, cuerpos de agua, flora y fauna, así como un daño real y potencial a la vida o salud humana".	"III. ANÁLISIS (...) **(iii) Afectación al componente flora** Durante las supervisiones especiales realizadas del 27 al 29 de enero de 2016 y del 13 al 17 de febrero de 2016, el Supervisor verificó una afectación real al componente flora, en tanto. Que se afectó suelos agrícolas con sembríos de cacao, plátano, entre otros, y la flora de las riberas de la quebrada Inayo, ríos Chiriaco y Marañón, donde se observó que se encontraba impregnada con petróleo crudo. **(iv) Afectación al componente fauna** Durante las supervisiones especiales realizadas del 27 al 29 de enero de 2016 y del 13 al 17 de febrero del 2016, el Supervisor verificó una afectación real al componente fauna acuática (peces llamados plateados) que albergan la quebrada Inayo, que comprendería el área de influencia del derrame. Asimismo, hubo. Afectación a la fauna terrestre (hormigas tipo "termitas") (...). **(v) Afectación a la salud de las personas** Durante las supervisiones especiales (...) el supervisor verificó una afectación real a la. Salud de las personas, en tanto se cuenta con declaraciones juradas de las personas que viven en la proximidad del río Chiriaco y del sitio de la emergencia ambiental, las cuales han declarado que producto del contacto directo e indirecto con el petróleo han manifestado sintomatología como dolor de cabeza, fiebre alta, diarrea, heridas en la nariz y picazón en el brazo, luego de haber tenido contacto con las aguas del río Chiriaco, el cual se encontraba afectado por el derrame de petróleo crudo (...). **Conclusiones** 80. Se decide acusar a la empresa Petróleos del Perú – Petroperú (i) Por no cumplir con el compromiso previsto en el Programa de Adecuación Ambiental y Manejo Ambiental correspondiente a las acciones de mantenimiento del ONP en el 440+781, incumpliendo con lo establecido en los Artículos N° 3, 8ª y 9ª del RPAAH. Este incumplimiento habría ocasionado un daño real y potencial al suelo, cuerpos de agua, flora, fauna y de salud de los pobladores del área de influencia del derrame (...). (ii) Por no tomar las medidas inmediatas a fin de controlar y minimizar los impactos negativos generados por el derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 440+81 del ONP conforme a su Plan de Contingencia, incumpliendo con lo establecido en el los Artículos 3° y 66° del RPAAH".

Fuente: Informe de Supervisión Imaza 1.
Elaboración: DFAI.

390 Punto ubicado a 1.6 km del puerto Samaren de la Comunidad Nazareth, de acuerdo al cuadro de muestreo ambiental del Acta de Supervisión del 17 de febrero del 2016.
Ver página 591 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

391 Tomando en consideración que las medidas de los campos de futbol son de 120 m de largo.

392 El Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA se encuentra desde la página 228 a 260 del archivo digitalizado "ITA 190 y 191" del folio 816 del expediente.

633. Sin perjuicio de lo expuesto, cabe indicar que la Dirección de Supervisión en el informe de Supervisión Imaza 1, hizo referencia a diversos programas periodísticos que también constataron y dejaron registradas en medios audiovisuales que la población próxima al derrame de Imaza había entrado en contacto directo con el petróleo crudo, como se observa de las siguientes fotografías, en las que se observa a un menor de edad, que se habría expuesto dérmicamente al petróleo:

Tabla N° 62: Fotografías de un menor de edad próximo al derrame de Imaza recogidos por la prensa nacional

	
En la primera fotografía de los medios de prensa se observa a un niño de aproximadamente de entre 10 a 12 años con el rostro y las extremidades cubiertos de crudo.	Se aprecia al mismo niño, mostrando la vestimenta que utilizó cuando entró en contacto con el crudo.

Fuente: http://utero.pe/2016/02/22/indignante-a-estos-ninos-les-pagaron-2-soles-por-limpiar-el-derrame-de-petroleo-de-petroperu/"[393].
Elaboración: DFAI.

d. Análisis de la generación de daños potenciales a la flora y fauna

634. De acuerdo con lo señalado en reiterados pronunciamientos por el TFA, el contacto directo de los hidrocarburos con el suelo es susceptible de generar afectaciones a dicho componente, así como a la flora y fauna habitantes de éstos ecosistemas.Debe precisarse que la conclusión a la que arriba el TFA se debe a que para que se configure la existencia de una afectación potencial al componente biótico (flora y/o fauna) en los derrames de hidrocarburos, necesariamente debe encontrase la existencia de riesgo de exposición de la flora y fauna con un contaminante[394], que en este caso será el crudo proveniente del derrame de Imaza.

d.1. El derrame de Imaza

635. En el presente caso, el 25 de enero se produjo el derrame de dos mil novecientos setenta y uno (2971) barriles de petróleo crudo[395] aproximadamente, en Imaza a la altura del km 440+781 del tramo II del ONP, el cual es un crudo piraña[396] de 22.3° API, conforme a lo indicó Petroperú en su Reporte final de emergencias ambientales de Petroperú[397].

636. Al respecto, el petróleo crudo es una compleja mezcla de químicos, compuesta principalmente de hidrocarburos y partículas de otros elementos, incluyendo varios metales, por ello, los derrames de petróleo afectan directamente el ambiente (suelo,

393 Disponible en: http://utero.pe/2016/02/22/indignante-a-estos-ninos-les-pagaron-2-soles-por-limpiar-el-derrame-de-petroleo-de-petroperu/

394 Lo que conllevaría a que se produzcan los efectos negativos del contacto de hidrocarburos, tanto en la flora como en la fauna (daño real).

395 Equivalentes a 472 389 litros de petróleo Página 141 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1.

396 El crudo piraña es el proveniente del campo Piraña extraído de la cuenca del río Marañón y tiene como característica ser un crudo pesado.

397 Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-011610. Ver la páginas 105 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

agua, aire, fauna, flora), debido a que entre sus impactos se identifican afectaciones a la vegetación, y la filtración de contaminantes a los mantos acuíferos, para desde allí trasladarse al resto de la cadena alimenticia[398].

d.2. Efectos de los hidrocarburos en la flora y fauna

637. El PAMA del ONP, especifica que los hidrocarburos pueden producir la alteración del funcionamiento fisiológico en la flora; así como una interferencia en la capacidad de crecimiento en los estados larvales y juveniles de los organismos acuáticos, entre otros, tal como se identifica de la página 133 del PAMA del ONP:

Tabla N° 63: Efectos de los hidrocarburos sobre la flora y fauna de acuerdo al PAMA del ONP

Efectos de los hidrocarburos sobre especies vegetales[399]	Efectos de los hidrocarburos sobre los organismos acuáticos[400]
- Alteración del funcionamiento fisiológico; - Generación de una disminución del potencial de reproducción, disminución del metabolismo, aparición de mutaciones; - Alteración del equilibrio general del ecosistema por su acción sobre los vegetales (productores).	- La aglutinación o colmataje mecánico de las estructuras respiratorias de los peces (branquias) o de los apéndices para colección del alimento en artrópodos (antenas filtradoras); - Toxicidad propia del compuesto al contacto con el ecosistema; fenómenos de modificación de la tensión superficial de los tejidos afectados, alteración en la composición de las membranas celulares; - Toxicidad propia del hidrocarburo; especialmente válida para compuestos hidrosolubles causantes de narcosis y asfixia. Los estados larvales y juveniles de los organismos acuáticos son más sensibles que los adultos. Así, un hidrocarburo puede actuar interfiriendo sobre toda capacidad de crecimiento y reproducción impidiendo el desarrollo de huevos y larvas.

Fuente: Página 133 del PAMA del ONP.
Elaboración: DFAI.

638. Adicionalmente, Petroperú en el PAMA del ONP indicó que ante roturas de tuberías, y omisiones en los mantenimientos preventivos del ducto, que ocasionen contaminación a cuerpos de agua y suelo, se tiene como efecto directo el desequilibrio del hábitat silvetre y ecosistema y biomasa acuático; determinando para dichos impactos la categorización de "4. Muy Grave"[401], conforme se observa a continuación:

Tabla N° 64: Categorización de daños ante derramos de hidrocarburos de acuerdo al PAMA del ONP

D. Impactos ambientales (...)

Sector oriente

a) Ambiente físico

Situación	Impactos	Efectos	Gravedad
7. Riesgo de rotura de tubería en cruce de ríos	Riesgo de contaminación de riveras por derrame de petróleo por posible rotura de tubería en cruce de ríos.	Desequilibrio y alteración del ecosistema acuático.	4

b) Ambiente biológico

398 Documento "INFORME FINAL: EVISAP DERRAME DE PETRÓLEO EN EL CASERIO VILLA HERMOSA – DISTRITO IMAZA / PROVINCIA BAGUA – REGION AMAZONAS -ENERO 2016 de la Dirección de Red de Salud Bagua del Gobierno Regional Amazonas, cuyo traslado se efectuó a la Oficina Descentralizada Amazonas del OEFA, en fecha 26 de setiembre de 2017 mediante Hoja de Trámite N° 2017-E01-070483.

399 Ibídem.

400 Página 133 del PAMA del ONP.

401 Páginas 57, 61 y 62 del Pama del ONP.

Situación	Impactos	Efectos	Gravedad
8. Necesidad de una mayor coordinación intersectorial para el cuidado de la flora y fauna con las entidades involucradas.	Afectación al ecosistema circundante a estaciones	Desequilibrio ecológico	4

c) Ambiente humano

Situación	Impactos	Efectos	Gravedad
11. Maniobras de carga y descarga (...) y de combustible (todas las estaciones) (...).	Contaminación de ríos, cochas y riveras por maniobras sin equipos de mitigación contra derrames.	**Desequilibrio del hábitat silvestre y de la biomasa acuática.**	4
12. Retraso en los mantenimientos preventivos, especialmente en lo que se refiere a limpieza interna de tanques, a sistema de puesta a tierra y pararrayos, sistema de drenajes y recolección, pintado de tanques corroídos y mantenimiento de válvulas principales.	Posible contaminación de suelos por fugas de petróleo debido al retraso en el mantenimiento preventivo especialmente en lo que se refiere a sistemas de drenajes y recolección, reparación de tanques (corroídos) y mantenimiento de válvulas y accesorios en líneas de flujo.	Cambios de calidad de suelo y daños a la infraestructura.	3

Categorización de impactos: 5 Catastrófico, 4 Muy Grave, 3 Grave, 2 Moderado y 1 Leve
(...)

Fuente: Páginas 57, 61 y 62 del Pama del ONP.

639. Sin perjuicio de lo indicado por Petroperú en el PAMA, cabe indicar que cuando el hidrocarburo tiene contacto con el suelo (componente abiótico), se pueden generar afectaciones al componente biotico (flora) presente en el mismo, como generación de inconvenientes en los procesos vitales de la fisiología de las plantas, como el intercambio gaseoso, crecimiento, estructura, composición florística, crecimiento longitudinal, foliar y radial[402], entre otros.

640. De la misma forma, cuando el hidrocarburo tiene contacto con el suelo o agua (componente abiótico) en donde habita la fauna, se pueden generar los siguientes tipos de afectaciones:

- Afectación a la cadena trófica: por un lado, en los peces el petróleo crudo se almacena en el tejido graso y este al ser consumido por otros puede ocasionar un detrimento en las funciones vitales de este último[403].
- Alteraciones morfológicas en peces: en los peces, el petróleo crudo que está en el agua, puede ser consumido por medio de la cadena trófica o absorvido por el contacto de la piel. Ante este tipo de exposición, los peces pueden sufrir alteraciones morfológicas, gigantismo o enanismo, generación de aletas adicionales, perturbación en el desarrollo larval y presencia de tumores.
- El petróleo crudo afecta a juveniles acuáticos desde una concentración de 100 ppb, en peces bentónicos produce larvas deformadas mientras en aves, genera mortalidad en sus huevos en concentraciones de 20 ppb.
- La iridiscencia o trazas de hidrocarburos en el suelo torna más ácida el agua haciendo que los metales pesados se puedan disolver y los animales la consuman, incrementando la bioacumulación del suelo y/o la presencia de peces con metales; y, afectando la cadena trófica para los animales que tienen baja movilidad.

641. Una vez identificados los efectos de los hidrocarburos en los componentes bióticos, es relevante identificar si en el presente caso se ha configurado un riesgo de exposición del crudo con la flora y la fauna.

[402] Buendía, H. "Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos mediante compost de aserrín y estiércol". En: Revista del Instituto de Investigación (RIIGEO), FIGMMG-UNMSM, Perú, 2012, pp. 15(30): 123 -130.

[403] Esto es especialmente relevante en especies que son depredadoras como los mamíferos carnívoros, aves de presa, libélulas y otros invertebrados son muy susceptibles a la contaminación ya que acumulan durante toda su vida alimentos contaminados.

d.3. Riesgo de exposición a la flora y fauna

642. Cabe recordar que el derrame de Imaza se extendió sobre el suelo y la vegetación del derecho de vía del oleoducto, la vegetación circundante, el agua de las quebradas Inayo, rio Chiriaco y el rio Marañón[404] así como sus márgenes[405], conforme a lo indicado por la Dirección de Supervisión en el Informe de Supervisión Imaza 1.

643. Dado que la verificación del daño potencial (riesgo de afectación) usualmente se identifica sobre puntos de exposición directa puntuales[406], y, el presente caso tiene como característica una afectación aproximada de 40 200 m^2, es necesario detallar cómo es que el contaminante (crudo) afectaría a las zonas por las que discurrió, para verificar así si existen poblaciones de flora y fauna pasibles de ser afectadas por dicha sustancia.

644. Por ello, en el presente caso, se configurará un daño potencial con la confluencia y verificación de: i) una fuente de contaminación; ii) medios para el desplazamiento del contaminante; iii) punto de exposición; iv) ruta de exposición; y, v) existencia de población receptora[407]. En tal sentido, primero se verificará si existe una sustancia xenobiótica, si esta sustancia se desplazó y por qué medio (agua o suelo), si producto del transporte por el medio abiótico llegó a un componente ambiental con población; y, finalmente, si esa población es pasible de afectarse por la sustancia, es decir, si presenta rutas de exposición[408].

645. A continuación, se evaluará si se configuran los elementos[409] para determinar si la flora y fauna que habita las zonas próximas al suelo y agua afectado por el derrame de Imaza tuvo riesgo de exposición al crudo[410]:

Tabla N° 65: Configuración del riesgo de la exposición de la flora y fauna a petróleo crudo por el derrame de Imaza

	Elementos	Medios probatorios	Análisis
1	Fuente de contaminación	Reporte final de emergencias ambientales de Petroperú[411]	El día 25 de enero de 2016, se produce el derrame de petróleo crudo producido por una fisura en la línea del ONP. De esta forma, la fuente de contaminación es el petróleo crudo proveniente del kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP.

404 Imágenes 1 a 14 del Informe de Supervisión Imaza 1, que obran en las páginas 26 a 34 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

405 Página 29 y 30 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente:

"(...)
29. De las dos supervisiones especiales realizadas, se advierte que el cálculo del área afectada estimada como consecuencia del derrame de petróleo crudo en el Km 440+781 es de 40 200 m^2 aproximadamente. Dicho cálculo se basa en el siguiente detalle:
- *Desde el punto de derrame (Km 440+781 Tramo II ONP) hasta la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco existe una longitud aproximadamente de 5.3 km, el petróleo crudo desbordó los márgenes (izquierda y derecha) de la quebrada Inayo a una distancia promedio de 2 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 21 200 m2 aproximadamente.*
- *Desde la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco hasta la desembocadura del río Chiriaco con el río Marañón, existe una longitud aproximada de 18 Km, el petróleo crudo impregnó los márgenes (izquierdo y derecho) del río Chiriaco a una altura promedio de 0.5 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 18 000 m2 aproximadamente.*
- *A ello se agrega 1000 m2 aproximadamente de área afectada desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km del río Marañón, (...)*
- *Realizando preliminarmente la suma de las áreas impactada tenemos un total de 40 200 m2 aproximadamente".*

406 Como sería el caso de un área próxima a una línea de conducción cuyo suelo presenta manchas de hidrocarburos, producto de liqueos en las operaciones.

407 Estos elementos se utilizan de forma referencial tomando en consideración los elementos de análisis de la "Guía para la elaboración de estudios de evaluación de riesgos a la salud y el ambiente (ERSA) en sitios contaminados" en el marco del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

408 Las rutas de exposición son las formas en las que el contaminante puede ingresar al organismo. En los seres humanos, por ejemplo, una ruta de exposición con el crudo es través del contacto dérmico con la piel, el olfato (por la inhalación de vapores) o los ojos.

409 Fuente de contaminación; medios para el desplazamiento del contaminante; punto de exposición; ruta de exposición; y, existencia de población receptora.

410 No se debe confundir riesgo de exposición, con exposición o intoxicación.

411 Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-011610. Ver las páginas 102 a 111 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

2	Medios para el desplazamiento del contaminante	Informe de Supervisión Imaza 1.	Para el caso del petróleo crudo en el suelo este se dispersará por escorrentía (agua de lluvia que discurre por un terreno) llevando al petróleo crudo a lugares más bajos del punto inicial donde se encontraba. En el agua, el petróleo crudo se dispersará en dirección a la corriente del agua, logrando mayor extensión cuando el cuerpo de agua tiene mayor caudal. La distribución del contaminante en el sedimento depende también del caudal del agua. En el caso en concreto, el petróleo crudo proveniente del kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP discurrió a una quebrada sin nombre (estacional) hacia la Quebrada Inayo, y luego al río Chiriaco y río Marañón. En ese sentido, existió un medio para desplazamiento del petróleo crudo, el cual en el presente caso es la vía fluvial.
3	Puntos de exposición	Informe de Supervisión Imaza 1.	**En la flora**: Los puntos de exposición de la flora en el presente caso corresponden a los ecosistemas riparios próximos a las quebradas sin nombre, Inayo y del río Chiriaco, por donde discurrió el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza.
			En la fauna: En el caso de la fauna, los puntos de exposición a los receptores son los cuerpos de agua que lo usan como hábitat (organismos acuáticos), fuente de alimento y bebedero; y, el suelo que es utilizado también como hábitat y algunos son utilizados también como fuentes de alimentos.
4	Rutas de exposición**	Informe de Supervisión Imaza 1.	**En la flora**: Cuando el petróleo crudo tiene contacto con la epidermis y peridermis de la planta, ésta perderá turgencia, se marchitará y finalmente, se producirá la muerte de la planta por inanición al estar imposibilitada de crear su propio alimento[412]. Lo descrito se produce debido a que cuando las especies vegetales tienen contacto directo con el hidrocarburo necesariamente implicará un contacto del petróleo con los órganos *condito sine qua non* para la subsistencia del individuo (planta). Estos órganos son los que realizan los procesos de respiración y toma de alimento (epidermis y paradermis). Ello en la medida que la epidermis es el tejido adulto primario que envuelve el cuerpo de la planta (hojas y partes verdes) y lo protege contra la pérdida de agua[413]; en este tejido se encuentran las estomas y clorofila[414], responsables del proceso de fotosíntesis (respiración). Además, en la peridermis –correspondiente a las partes leñosas y raíces de la planta– se realiza el transporte de agua y nutrientes dentro de la planta, la fotosíntesis y también se regeneran los tejidos dañados de la planta[415]. Cabe indicar que el proceso de fotosíntesis es vital para la planta ya que constituye su alimento debido a que transforma la luz del sol y el dióxido de carbono atrapado por medio de la respiración, de savia bruta a savia elaborada. Dicho proceso, además, produce oxígeno[416].

412 En la medida que el citado contacto evita que:

- se produzca el intercambio gaseoso de CO_2 y O_2 porque cubre a los estomas de la planta;
- la planta se alimente debido a que también tapa a la clorofila impidiendo la absorbción de luz solar; y,
- se expulse el exceso de agua quee la planta absorbe de sus raíces.

413 Font Quer, P. Diccionario de Botánica. Labor. Barcelona – Buenos Aires. 1977, pp. 382.

414 Las estomas son pequeñas aperturas microscópicas por donde se realiza el intercambio gaseoso de las plantas, mientras que la clorofila es un pigmento verde que tienen vegetales, algas y bacterias por donde se lleva a cabo la fotosíntesis.

415 Achá, D. y Mondaca, D. "Manual de Introducción a la Botánica". Segunda edición. Bolivia: Publicaciones Integrales, 2007, pp. 55. Consultado en: http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/Manual_de_Botanica.pdf

416 Achá, D. y Mondaca, D. "Manual de Introducción a la Botánica". Segunda edición. Bolivia: Publicaciones Integrales, 2007, pp. 52. Consultado en: http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/Manual_de_Botanica.pdf

			En el caso en concreto, al ocurrir la falla en el km 440 + 781 del tramo II del ONP, el petróleo crudo cae inicialmente al suelo afectando a la flora *in situ*. Luego, se transporta por medio de la lluvia (escorrentía) impregnando suelos limpios con trazas de petróleo crudo, las cuales entran en contacto con las raíces de las plantas. Cuando el petróleo crudo llega por medio de la escorrentía a un cuerpo de agua, una parte se deposita en los sedimentos limitando el crecimiento de las plantas emergentes (plantas cuyas raíces se establecen en los sedimentos); mientras que la parte que queda suspendida en el agua reduce la vida de las comunidades de fitoplancton. Además, como algunas de estas especies son más sensibles que otras frente al petróleo crudo, las más sensibles mueren y a la vez pierden sus hábitats, lo cual imposibilita que otro individuo de su especie habite el mismo lugar. Entonces mientras las especies mueren se va perdiendo la estructura del bosque ya sea a nivel vertical, horizontal o por hábito. Además, se pierde la composición florística dado que la combinación de plantas que existía en la zona de perturbación no será igual después del derrame de petróleo crudo.
			En la fauna: Al ocurrir la falla en el km 440 + 781 del tramo II del ONP una parte del petróleo crudo cae inicialmente al suelo cambiando su pH y reduciendo la vida de comunidades de microorganismos in situ. Otra parte, va hacia la atmosfera en forma de compuestos orgánicos volátiles afectando a fauna -terrestre y aérea- cuyo hábitat comprende la zona in situ. Luego, se transporta por medio de la lluvia (escorrentía) impregnando suelos limpios con trazas de petróleo crudo, las cuales reducen la vida de comunidades de microorganismos. Sin embargo, el petróleo crudo también se deposita en zonas pantanosas que muchos animales como el *Pecari tajacu* usan como fuente de alimento (buscan animales invertebrados o tubérculos rebuscando en el suelo) tiene bastante contacto con el suelo y consume trazas de hidrocarburo, ingresando de esta manera a la cadena trófica mermando la salud del animal. Cuando el petróleo crudo por medio de la escorrentía llega a un cuerpo de agua, una parte se deposita en los sedimentos los cuales ingresan a la cadena trófica por medio de los peces que se alimentan de detritos (materia orgánica descompuesta). No obstante, también ocurre que cuando el petróleo crudo entra en contacto con el agua acidifica el medio, volviéndolo soluble para algunos metales pesados, los cuales también ingresan a la cadena trófica y se bioacumulan (cuando el contaminante se acumulada en un animal de modo más elevado que en ambiente, alcanzando concentraciones crecientes a medida que avanza de nivel trófico) hasta llegar a afectar a organismos que pertenecen a niveles superiores de la cadena trófica. Asimismo, cuando el petróleo crudo llega al agua organismos como microalgas y zooplancton disminuyen su riqueza y abundancia; además de generar que las Cyanobacterias se proliferen. Cabe indicar que otra parte del petróleo crudo queda suspendido en el agua formando una película impidiendo que el zooplancton realice fotosíntesis generando la muerte instantánea de estos microorganismos, asimismo, afecta a los insectos dado que afecta la tensión superficial del agua impidiendo que el insecto pueda desplazarse en el agua o colocar sus larvas.
5	Población receptora	- PAMA del ONP.	**Población de flora**: De acuerdo al PAMA del ONP (1995), la composición del bosque en esta zona presenta una composición florística heterogénea, con

		- Informe de Supervisión Imaza 1. - Informe de Evaluación N° 2	alto número de especies por unidad de área. El componente forestal, según el Mapa Forestal del Perú está catalogado como bosque de colina clase 111, el cual se encuentra prácticamente en el límite entre el bosque productivo y el marginal o de protección. Sin embargo, de acuerdo al Mapa Nacional de Cobertura Vegetal aprobado bajo Resolución Ministerial N° 059-2015-MINAM la vegetación que comprende la zona perturbada de Imaza corresponde a: i) **Vegetación secundaria**[417]: Se refiere a áreas que fueron que fueron convertidas a áreas agropecuarias[418]. Cabe recalcar que en Imaza la vegetación sembrada (cultivo) se encuentra junto con la vegetación natural de la zona[419]. Respecto a la presencia de plantas naturales en la zona perturbada de Imaza, el SERFOR identificó 44 especies forestales y además se identificó que hierbas y arbustos menores a 80 cm de altura habían sido afectados en su totalidad[420]. ii) **Herbazal hidrofítico**[421]: El cual se encuentra exclusivamente en selva baja a las márgenes de los cuerpos de agua: quebrada Inayo, río Chiriaco y río Marañón, por presentar vegetación sucesional. Esto fue evidenciado en las fotografías anexadas en el Informe de Supervisión Imaza 1 (N° 05,13, 28, 29, 33, 46, 50, 55, 65, 03 y 33) e Informe de Evaluación N° 2 (N° 8, 15 y 17).
			Población de fauna[422]: En el caso de fauna, se efectuó la revisión del medio físico y biológico específicamente indicado en el PAMA del ONP[423], próximos al distrito de Imaza, y se tiene que Petroperú refirió la existencia de la siguiente fauna: i) **Fauna terrestre**: En la Estación N° 5 los animales más frecuentes son: la huangana, sajino, venado, añuje, majaz, armadillo, puerco espín, tigrillo, otorongo, sachavaca, conejo silvestre, cotomono, huapo colorado, mono negro, mono blanco, pichico, mono choro, maquisapa, etc. variedad de ofidios y quelonios. Entre las aves destacan: paucar, puca cunga, loros, pericos, pájaro carpintero, catalán, guacamayo, entre otros; mientras que en la Estación N° 6, en el PAMA del ONP se detalló la prescencia de venados, huangana, sajino, sachavaca, majaz, añuje, armadillo, ronsoco y monos; muchas especies de aves, reptiles, peces, insectos (especialmente coleópteros y epidópteros). ii) **Fauna acuática**: Respecto de la fauna acuática, en el PAMA del ONP se indicó que es abundante en número de especies y formas de vida, pero que las especies más comunes corresponden a la carachama, zúngaro, saltón, dorado, doncella, boquichico, entre otros. Sobre la Estación N° 6, se indica que un estudio de *Emons y Pacheco* revela la

417 También denominada "áreas de no bosques amazónicos".

418 MINAM. Memoria descriptiva del Mapa Nacional de cobertura vegetal. 2015. pp. 87.

419 Asimismo, en los registros fotográficos del Informe de Supervisión Imaza 1 se evidencia que el ecosistema que afectó el derrame de Imaza corresponde a una vegetación secundaria.

420 Informe Técnico N° 30-2016-SERFOR/DGIOFFS-DIV.

421 Este tipo de cobertura vegetal se desarrolla en sustratos hidromórficos, los cuales se inundan por un largo periodo del año y que al descender el nivel de inundación, aflora un denso tapiz herbáceo de porte bajo que cubre totalmente el suelo.

Ver la página 26 del "Mapa Nacional de Cobertura Vegetal"
Fuente:http://www.minam.gob.pe/patrimonio-natural/wp-content/uploads/sites/6/2013/10/MAPA-NACIONAL-DE-COBERTURA-VEGETAL-FINAL.compressed.pdf

422 Sin perjuicio de lo indicado anteriormente, en el Informe de Evaluación N° 1 la DE refirió que los primeros afectados al derrame de petróleo crudo en Imaza serían los anfibios, reptiles, roedores e insectos que son grupos de rango de distribución pequeño que ocupan vegetación de herbazal hidrofílico.

423 Ver Anexo 18 del presente Resolución Directoral.

			existencia de un registro de 140 especies de peces en el río Marañón y veinte en el Alto Comaina, siendo las más conocidas: la caracharna, sardina, chambira, boquichico, macana, mojarra, sábalo y el bagre.

**Las rutas de exposición son las formas en las que el contaminante puede ingresar a los organismos.
Elaboración: DFAI.

646. Conforme a los elementos analizados en el cuadro anterior, en el presente caso el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza se desplazó por los medios fluviales correspondientes a la quebrada sin nombre e Inayo, hasta discurrir al río Chiriaco y llegar al río Marañón, impactando el agua y el suelo de sus riberas en la cuales habitan flora (vegetación secundaria con presencia de árboles, así como herbazales hidrofíticos) y fauna (peces, microorganismos, insectos, entre otros).

647. De esta forma, se acredita el riesgo de exposición de la población de flora y fauna próximos a las quebradas sin nombre, y ríos Inayo, Chiriaco y Marañón, por donde discurrió el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza del 25 de enero del 2016. Adicionalmente, conforme a las fotografías Nº 1 a 17, 25, 28, 29, 33, 46, 47, 50 y 65 del Informe de Supervisión Imaza 1, el crudo llegó a impregnar directamente la vegetación. Adicionalmente en la fotografía Nº 12[424] registro fotográfico del citado informe, también se observa una rana (amereega sp) sobre vegetación impregnada con crudo.

648. En ese sentido, si bien se verifica la configuración de los elementos necesarios para acreditar el riesgo de exposición al crudo de la flora y fauna; en el presente caso, en adición a ello, se cuentan con medios probatorios en donde se verifican que tanto la vegetación como la fauna próxima a la quebrada s/n, quebrada Inayo, y riberas del río Chiriaco y Marañón -por donde discurrió el crudo del derrame de Imaza- se expusieron directamente al petróleo del derrame.

d.4. Conclusión

649. En el presente PAS se identifica que la Dirección de Supervisión verificó que el petróleo crudo proveniente del derrame Imaza[425] se dispersó por la quebrada Inayo, río Chiriaco y río Marañón; entró en contacto con el agua y el suelo habitados por flora y fauna próxima a dichos cuerpos hídricos.

650. Conforme a lo expuesto, en el presente caso la Dirección de Supervisión verificó que Petroperú generó daño potencial a la flora y fauna que habitan en el suelo y agua próximos al punto de rotura del ducto del ONP, la quebrada Inayo, y los ríos Chiriaco y Marañón[426]. Así, se configura el menoscabo potencial al componente flora y fauna.

e. Daño real a la flora y fauna

651. De acuerdo a lo expuesto en el acápite anterior, en el presente caso se ha verificado la exposición al petróleo crudo de la flora y fauna circundante a la quebrada Inayo, río Chiriaco, así como a los puntos focalizados del río Marañón, al discurrir el petróleo crudo por dichos cuerpos de agua, conforme a lo indicado por Dirección de Supervisión en el Informe de Supervisión Imaza 1. En ese sentido, se evaluará si en el presente expediente se cuenta con medios probatorios que acrediten el daño real a la flora o fauna.

e.1. Daño real a la flora

424 Pág. 467 del Informe de Supervsión Imaza 1, que obra en el folio 816 del expediente.

425 Fuente de contaminación.

426 Es decir, se configuró el contacto del hidrocraburo con la vegetación riparia (población).

Sobre la pérdida de vegetación

652. Cuando el petróleo crudo tiene contacto con la epidermis y peridermis de la planta, ésta pierde turgencia y se marchita dado que no puede realizar intercambio gaseoso del agua por medio de sus estomas; además de no poder realizar fotosíntesis, lo que le impide generar su alimento (glucosa), dado que sus órganos encargados de captar la luz (clorofila) están tapados por el petróleo crudo; adicionalmente, tampoco podrá absorber CO_2 ni expulsar O_2.

653. Las condiciones descritas detienen el crecimiento de la planta, dado que son limitantes para que crezca, forme hojas y desarrolle sus raíces; en ese sentido, cuando esta planta está expuesta a un suelo contaminado por hidrocarburo deja de crecer al grado tal que tampoco produce mazorcas y le impide reproducirse; razones por las que el componente vegetal perecerá.

654. En el presente caso, el 25 de enero se produjo el derrame de Imaza en donde 472 389 litros de petróleo[427] fueron vertidos al ambiente entre el 25 de enero y el 28 de enero del 2016, fecha en la que Petroperú controló la fuga de la tubería[428].

655. A su vez, la Dirección de Supervisión, producto de las supervisiones concluyó en el Informe Técnico Acusatorio Nº 191-2016-OEFA/DS que se verificó una afectación real al componente flora, en tanto que se afectó suelos agrícolas con sembríos de cacao, plátano, entre otros, y la flora de las riberas de la quebrada Inayo, ríos Chiriaco y Marañón, donde se observó que se encontraba impregnada con petróleo crudo.

656. La Dirección de Supervisión calculó el área de de 40 200 metros cuadrados como área afectada por el derrame de Imaza, multiplicando la extensión (ancho) de las márgenes de las riberas afectadas que presentaban vegetación con petróleo crudo identificadas durante las supervisiones[429], con la longitud de los cuerpos de agua por donde discurrió el derrame.

657. Estas afectaciones al componente vegetal se verifican de las fotografías Nº 6, 33 y 65 en donde se observa que las plantas están impregnadas con el petróleo, y la vegetación ribereña de los cauces de la quebrada Inayo y Chiriaco también presentan impregnaciones.

658. Siguiendo lo expuesto, de la revisión del registro fotográfico del Informe de Supervisión Imaza 1, se tiene que las estomas de las hojas de las plantas se encuentran cubiertas por hidrocarburos, por lo que no podrán llevar a cabo su proceso de fotosíntesis y generación de alimento, se marchitarán y perecerán por asfixia e inanición.

659. No obstante, la presencia de vegetación y suelo impregnado con hidrocarburos, constituye en sí mismo un riesgo de mayor afectación a la propia flora y fauna; además que si el petróleo no es recuperado, el ecosistema no podrá rehabilitarse. Por ello, en el presente caso, el daño real a la flora se evidencia con la vegetación impregnada de hidrocarburo, que tuvo necesariamente que ser retirada por administrado para llevar a cabo sus actividades de limpieza y rehabilitación del suelo, con el objetivo de rehabilitar las áreas afectadas por el derrame de Imaza.

---

427 Equivalentes a 472 389 litros de petróleo Página 141 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1.

428 Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-011610. Ver la páginas 105 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

429 En la medida que se encontraban con impregnaciones de petróleo crudo.

660. En el presente expediente, mediante la Carta OPE4-338-2016[430], Petroperú remitió al OEFA el "Plan de Acción para Remediación, Contingencia Ambiental Km 440+781 Tramo II del Oleoducto Nor Peruano (03.03.2016) Versión: V00" (en adelante, **Plan de Acción para Remediación**) en el que se detallaron las actividades destinadas a atender la contingencia ambiental desde el inicio de la rotura del ducto hasta la verificación de la remediación de las áreas afectadas mediante monitoreos de confirmación.

661. A su vez, dentro del Plan de Acción para Remediación se contempló la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Imaza, mediante la recolección del material impregnado (tierra, maleza, otros) limpieza mediante hidrolavado, y el desbroce y recuperación de material **vegetal contaminado**[431].

662. Al respecto, el administrado remitió el 29 de diciembre del 2017, la Carta SEHS-JAAM-1397-2016, que adjunta la "Evaluación de la Recuperación de las Áreas afectadas por los Derrames de Petróleo, ocurridos en los Km 440+781 y Km 206+035 del ONP", en los que la consultora ERM indicó que, para el caso de Imaza, el daño se produjo por el crudo y por las labores de limpieza en el área afectada[432]:

> *"(...) De acuerdo a las observaciones realizadas, el evento afectó a la flora del bosque ribereño principalmente a lo largo de la Quebrada Inayo (Zona B). La afectación de la flora en el bosque ribereño de la Zona B, ha ocurrido en dos (2) fases: la primera, por el daño causado directamente por el crudo, y la segunda, afectación de la flora durante las labores de limpieza en el área afectada (...)".*

663. Adicionalmente, del análisis de la Carta SEHS-JAAM-1397-2016, también se identifican las siguientes las siguientes afectaciones:

- Afectación ribereña que involucró especies herbáceas y arbustivas completa a especies con altura menor a 80 cm.
- Afectación a especies rupícolas como musgos, líquenes, pequeños helechos del género Hymenophylum y Diplazium producto del derrame de crudo y de las actividades de limpieza.
- Afectación a especies vegetales que fueron utilizadas para la construcción de diques y campamentos.

664. Finalmente, cabe indicar que mediante la Carta OPE-648-2016[433], el administrado indicó que al 25 de abril 2016, se efectuó el retiro de 53 342 sacos de vegetación impregnada con hidrocarburo[434] que fue removida y dispuesta como residuo peligroso. Ello también se evidencia de las fotografías Nº 5[435], 16[436], 17[437] y 15[438] presentadas por la Dirección de Supervisión y la Dirección de Evaluación.

665. Conforme a lo expuesto, los 53 342 sacos de vegetación impregnada con hidrocarburo producto del derrame de Imaza, configuran el daño real a la flora por ccontacto del crudo. Adicionalmente, la Dirección de Supervisión advirtió que, producto de las

---

430 Con registro de trámite documentario 2016-E01-019407.

431 Página 16 del documento digitalizado denominado "Informe Complementario N° 1171-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

432 Página 23 del "Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Oleoducto Norperuano Informe Final al Cierre de Actividades".

433 Registro de trámite documentario Nº 2016-E01-031588.

434 Página 6 del "Segundo informe de avance del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental del km 440+781 del tramo II del Oleoducto Nor peruano" adjunto a la Carta OPE-648-2016 con Registro de trámite documentario Nº 2016-E01-031588.

435 Informe de Supervisión Imaza 1, pp. 29 del folio 866.

436 Informe de Supervisión Imaza 1, pp. 35 del folio 866.

437 Informe de Supervisión Imaza 1, pp. 473 del folio 866.

438 Informe de Evaluación N° 2, pp. 230 del folio 866.

actividades de limpieza, en áreas aledañas a la quebrada, riberas y faja marginal, el administrado realizó el desbroce, retiro de capa de árboles (en árboles que ya no tienen opción a ser limpiados por el agua a presión[439]) y recolección de material impregnado con hidrocarburos[440].

666. Sin perjuicio de ello, el SERFOR realizó una evaluación en campo de las áreas relacionadas al derrame de Imaza durante el 12 al 16 de junio del 2016 donde recolectó información biofísica de la afectación de los recursos del bosque por la perturbación ocurrida por el derrame de Imaza[441]. Los resultados de esta evaluación fueron consignados en el Informe Técnico N° 30-2016-SERFOR/DGIOFFS-DIV

- De acuerdo con el SERFOR, la vegetación de la quebrada Inayo se encuentra caracterizada por bosques secundarios[442]; además, producto de la visita de campo, se identificó que:
  - 113 especies en el área de afectación del derrame, de las cuales 44 son especies arbóreas[443]; y,
  - La existencia de un número reducido del estrato latizal y brinzal, a consecuencia de las acciones de limpieza emprendidas por Petroperú.
- El área afectada por petróleo crudo comprendió alrededor de 2.5 hectáreas tan solo en la quebrada Inayo; sin perjuicio que dicha extensión se elevara a 4.6 hectáreas por la necesidad de que se construyeran campamentos base (fotografía 11[444]), campamentos volantes, puntos de acopio de residuos contaminados y puntos de acopio del petróleo crudo recuperado.
- Se verificó que en el punto donde se realizó la falla del ducto hubo movimiento de tierras en un área de 2 ha donde Petroperú removió pastizales.

667. Con los resultados expuestos, se advierte que Serfor verificó el daño real a la flora en los tres estratos de la vegetación (arbóreo, arbustivo y herbáceo), producto del evento del 25 de enero del 2016 en el km 440+781.

668. Asimismo, la Dirección de Evaluación en el Informe de Evaluación N° 1 también reportó que el 20 de abril del 2016, identificó un árbol caido producto de la erosión al suelo generada por los trabajos de limpieza en la quebrada Inayo[445]. Lo evidenciado por la la Dirección de Evaluación acredita la afectación a la flora producto del derrame de Imaza, ya que por la impregnación de crudo en el suelo se debieron efectuar labores de remoción y limpieza, que erosionaron el componente abiótico y provocaron la pérdida del árbol.

Sobre la pérdida de fitoplancton y microalgas

669. Cabe indicar que la la Dirección de Evaluación también realizó un monitoreo ambiental de fitoplancton y perifiton (microalgas y microorganismos), del 31 de marzo al 22 de

---

439 Informe de Supervisión Imaza 1. Pág.29.

440 Informe de Supervisión Imaza 1. Pág.4 de 33.

441 La metodología consistió en instalar 08 parcelas de 20 m x 100 m a lo largo del cauce de la quebrada Inayo, donde evaluaron la diversidad de especies, características dasométricas: altura, DAP y hábito.

442 Como "vaina machete" *(Bauhinia tarapotensis)*, requia *(Guarea guidonia)*, ocuera negra *(Vemonanthura patens)*, ishanga *(Urera caracasana)*, sangre de grado *(Croton lecheri)*, las cuales se mezclan con vegetación sembrada con cultivos de cacao y plátano.

443 Donde destacan en uso principalmente la capirona *(Calycophyllum spruceanum)*, bolaina *(Guazuma crinita)*, tornillo *(Cedrelinga catenaeformis)*, cumala *(Virola sp)*, ciruelo *(Prunus* sp) y cedro *(Cedrela* sp).

444 Informe Técnico N° 30-2016-SERFOR/DGIOFFS-DIV, pp. 86.

445 Fotografía N° 17 del Informe de Evaluación N° 1. Pág. 231

abril del 2016 por las áreas donde discurrió el petróleo crudo por el derrame de Imaza[446], cuyos resultados fueron recogidos en el Informe de Evaluación N° 1.

670. De la misma forma, a continuación, se describen los puntos de monitoreo correspondientes a las quebradas s/n, y quebrada Inayo:

Tabla N° 66: Ubicación de los puntos de monitoreo de las comunidades hidrobiológicas en la Quebrada Inayo, y (s/n1), (s/n2) y (s/n3)

Cuerpo de Agua	Código del Punto de Monitoreo	Coordenadas UTM Datum WGS84 Zona 17M		Referencia
		Este (m)	Norte (m)	
Quebrada Inayo	CH-HB1	798 519	9 426 406	Quebrada Inayo, 30 m aguas arriba antes de cruzar el dueto (Punto cero).
	CH-HB2	798 617	9 426 343	Quebrada Inayo, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 0+100
	CH-HB4	799 160	9 425 834	Quebrada Inayo, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 1+ 700
	CH-HB6	800 027	9 425 327	Quebrada. Inayo, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 3+ 700
	CH-HB7	800 864	9 425 738	Quebrada Inayo, a la altura del km 5+100
Quebrada sin nombre (S/N1)	CH-HB3	799 317	9 425 891	Quebrada sin nombre, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 1+100.
Quebrada sin nombre (S/N2)	CH-HB5	799 759	9 425 285	Quebrada sin nombre, 50 m aguas abajo después de la malla de contención. Es conocida por los moradores como "Tunim", siendo el mismo cuerpo de agua donde se ubicó el punto de monitoreo de agua superficial QTuni-1.
Quebrada sin nombre (S/N3)	CH-HB8	800 873	9 425 780	Quebrada sin nombre, 50 m antes de la desembocadura al río Chiriaco. Esta quebrada también es conocida por los moradores como "Tunim", siendo el mismo cuerpo de agua donde se ubicó el punto de monitoreo de agua superficial QTuni-2.

Fuente: Informe de Evaluación N° 1.
Elaboración: DFAI.

671. En los puntos de monitoreo descritos se evidencia que se tomaron cinco puntos de muestreo en la quebrada Inayo que corresponden a los puntos: CH-HB1, CH-HB2, CH-HB4, CH-HB6 y CH-HB7, donde los puntos CH-HB3 y CH-HB5 pertenecen a tributarios de la quebrada Inayo, es decir, son cuerpos de agua que desembocan en la quebrada Inayo, proporcionándole de aguas limpias.

672. Cabe precisar, que el punto CH-HB1 es un punto blanco que se tomó 30 m aguas arriba de la falla del ducto. Este punto es muy importante dado que proporciona una referencia de cómo se compone el plancton en la quebrada Inayo.

673. Producto de dicha evaluación se obtuvieron los siguientes resultados para fitoplacton; y, microalgas:

Tabla N° 67

FITOPLANCTON	MICROALGAS
Sobre la riqueza	**Sobre la riqueza**
Los resultados de muestreo en la quebrada Inayo arrojaron disminución de la riqueza de especies ya que en el punto CH-HB1, ubicado antes de la falla del ducto, tenía 16 especies de fitoplacton y que en el punto CH-HB2, ubicado después del punto de derrame del petróleo crudo, tenían tan sólo 7 especies. La riqueza de especies nuevamente aumenta en la confluencia de dos quebradas sin nombre aumentando la riqueza a 8 especies en el punto CH-HB6. Pero en el punto de monitoreo CH-HB7 antes de la unión con el río Chiriaco la riqueza disminuye a 4 especies.	En la quebrada Inayo se observó que la abundancia del componente microalgas del perifiton por phylum, en el punto de muestreo CH-BH1 (antes del derrame) se registró un total de 104 267 organismos/cm^2, disminuyendo en el punto de muestreo CH-BH2 (posterior al derrame) a 38 667 organismos/cm^2. Donde en el punto CH-HB6 la abundancia sube ligeramente a 48 400 organismos/ cm^2 mientras que en el punto CH-HB7 disminuye la abundancia de microalgas a 18 266 organismos/ cm^2.

446 Informe de Evaluación N° 1, pp.79.

Quedando totalmente claro que en el punto limpio CH-HB1 la quebrada Inayo presentó una riqueza de 16 especies, pero que en el punto con petróleo crudo CH-HB2, presentó tan sólo una riqueza de 7 especies del phyllum Bacillariophyta el cual es altamente asociado con los hidrocarburos.

Sobre la abundancia

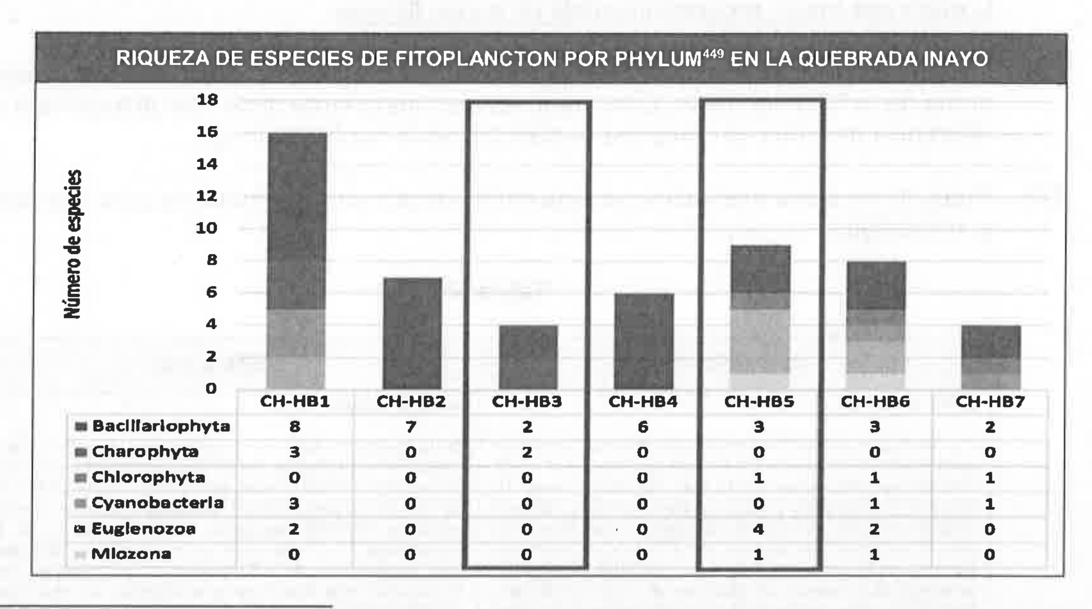
Asimismo, la DE evaluó que hubo una disminución del 90% de la abundancia de especies de fitoplancton dado que del punto CH-HB1 (antes del derrame de petróleo) al punto CH-HB2 (después del derrame de petróleo) la abundancia es de 3 900 organismos/L a 160 organismos/L. Donde incrementa la abundancia a 390 organismos/L en el punto CH—HB6 (unión de dos quebradas), no obstante, en el punto de monitoreo CH-HB7 (antes de la unión del río Chiriaco) disminuye a 70 organismos/L menos del 20% de la abundancia inicial antes del evento.

Por lo tanto, identificamos como daño real la pérdida de la riqueza y abundancia de especies en fitoplancton en la quebrada Inayo. Dado que se refleja claramente la muerte de fitoplacnton relacionada a la presencia de crudo en el agua, que al formar una película por encima del agua impide a estos microorganismos realizar la fotosíntesis y oxigenar el agua, de manera tal que también impide que el agua realice intercambio gaseoso con la atmosfera.

Fuente: Informe de Evaluación N° 1.
Elaboración: DFAI.

674. Conforme a los resultados obtenidos por la la Dirección de Evaluación, se acredita **la pérdida de la riqueza y abundancia de especies en fitoplancton en la quebrada Inayo[447]; y,** respecto a las microalgas, se identifica que la DE verificó que hubo daño real en microalgas por la alta abundancia del phyllum Cyanophytas del género *Pseudanabaena* sp. en el punto CH-HB2 ubicado después del derrame. Las cuales son caracterizadas por proliferarse en lugares donde hay bajas concentraciones de CO_2 y aparecer en lugares oligotróficas, es decir donde hay pocos nutrientes en el agua[448]; dichos resultados quedan evidenciados en los siguientes gráficos:

Tabla N° 68: Riqueza y abundancia de fitoplancton por phylum en la quebbrada Inayo



	CH-HB1	CH-HB2	CH-HB3	CH-HB4	CH-HB5	CH-HB6	CH-HB7
Bacillariophyta	8	7	2	6	3	3	2
Charophyta	3	0	2	0	0	0	0
Chlorophyta	0	0	0	0	1	1	1
Cyanobacteria	3	0	0	0	0	1	1
Euglenozoa	2	0	0	0	4	2	0
Miozoa	0	0	0	0	1	1	0

447 Dado que se refleja claramente la muerte de fitoplacnton relacionada a la presencia de crudo en el agua, que al formar una película por encima del agua impide a estos microorganismos realizar la fotosíntesis y oxigenar el agua, de manera tal que también impide que el agua realice intercambio gaseoso con la atmosfera.

448 Peinador, M. Las cianobacterias como indicadores de contaminación orgánica. Vol. 43. N 3. 1999. Consultado en: https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-77441999000300011

449 Phylum es una categoría taxonómica situada entre reino y clase.

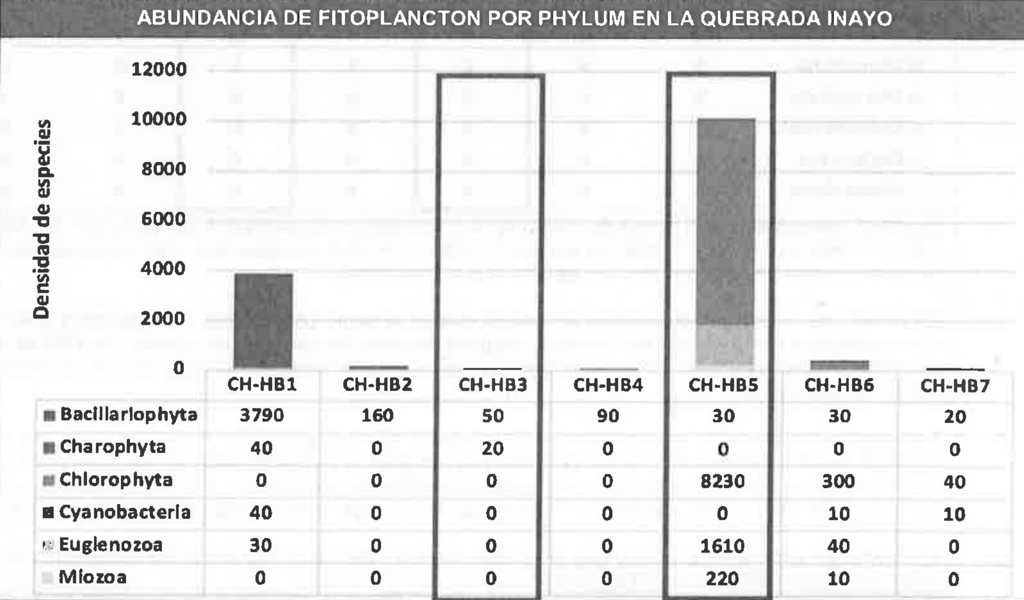
El gráfico indica que hubo 5 puntos de muestreo de fitoplancton en la quebrada Inayo (CH-HB1, CH-HB2, CH-HB4, CH-HB6 y CH-HB7). Donde los puntos CH-HB3 y CH-HB5 corresponden a los muestreos realizados en otros cuerpos de agua que son tributarios a la quebrada Inayo.

El punto CH-HB1 (punto blanco) se compuso de una diversidad de 4 phylum y 16 especies, mientras que en el punto CH-HB2 (después del derrame del petróleo crudo), disminuyó a 1 phylum y 7 especies; y, **pese a que la quebrada SN1 desembocó en la quebrada Inayo, el punto CH-HB4 no recuperó su riqueza dado que sólo tuvo 1 phylum y 6 especies.** Esto demuestra que el contacto con el crudo mató a las especies del phylum Charophyta, Cyanobacteria y Euglenozoa.

Recién en el punto CH-HB6, después que el tributario SN2 descargó sus aguas en la quebrada Inayo, se pudo recuperar la riqueza a 5 phylum y 8 especies. Sin embargo, el punto CH-HB7 se redujo a 3 phylum y 4 especies; lo que verifica que en ninguno de los puntos se superó la riqueza del punto CH-HB1.

Cabe señalar que en los puntos CH-HB2, CH-HB4 y CH-HB6 se muestreó después de las barreras de contención, es decir cuando el agua tenía menos presencia de petróleo crudo. Lo que indica que claramente hubo disminución de la riqueza del fitoplancton a nivel de phylum y especies.

ABUNDANCIA DE FITOPLANCTON POR PHYLUM EN LA QUEBRADA INAYO



	CH-HB1	CH-HB2	CH-HB3	CH-HB4	CH-HB5	CH-HB6	CH-HB7
Bacillariophyta	3790	160	50	90	30	30	20
Charophyta	40	0	20	0	0	0	0
Chlorophyta	0	0	0	0	8230	300	40
Cyanobacteria	40	0	0	0	0	10	10
Euglenozoa	30	0	0	0	1610	40	0
Miozoa	0	0	0	0	220	10	0

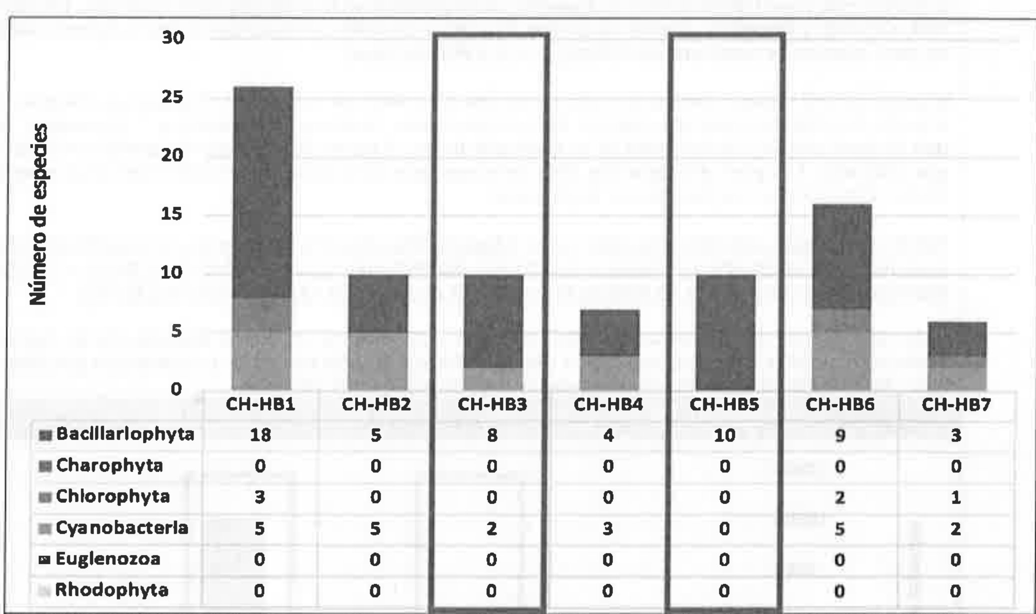
El gráfico indica que hubo 5 puntos de muestreo de fitoplancton en la quebrada Inayo (CH-HB1, CH-HB2, CH-HB4, CH-HB6 y CH-HB7). Donde los puntos CH-HB3 y CH-HB5 corresponden a los muestreos realizados en otros cuerpos de agua que son tributarios a la quebrada Inayo.

En el gráfico se observa que en el punto CH-HB1 (punto blanco) el número de organismos por litro de muestra es igual a 3 900 organismos/L, sin embargo en el punto CH-HB2 (después del derrame) es de 160 organismos/L; mientras que el punto CH-HB4 -por más que recibe aguas de un tributario- tiene tan solo 90 organismos/L, mientras que el punto CH-HB6 sube a 390 organismos /L; pero en el punto CH-HB7 se identifica nuevamente que la concentración de microorganismos disminuye a 70 organismos/L.

Con esto se comprueba que a partir del punto CH-HB2, después del derrame de petróleo crudo, disminuyó la abundancia de fitoplancton hasta 90 organismos/L en el punto CH-HB4 y pese a que 2 cuerpos de agua tributarios descargaron sus aguas en la quebrada Inayo, no volvió a tener la misma abundancia en fitoplancton.

RIQUEZA DE ESPECIES DE MICROALGAS DEL PERIFITON POR PHYLUM[450] EN LA QUEBRADA INAYO

450 Phylum es una categoría taxonómica situada entre reino y clase.



	CH-HB1	CH-HB2	CH-HB3	CH-HB4	CH-HB5	CH-HB6	CH-HB7
Bacillariophyta	18	5	8	4	10	9	3
Charophyta	0	0	0	0	0	0	0
Chlorophyta	3	0	0	0	0	2	1
Cyanobacteria	5	5	2	3	0	5	2
Euglenozoa	0	0	0	0	0	0	0
Rhodophyta	0	0	0	0	0	0	0

El gráfico indica que hubo 5 puntos de muestreo de microalgas en la quebrada Inayo (CH-HB1, CH-HB2, CH-HB4, CH-HB6 y CH-HB7). Donde los puntos CH-HB3 y CH-HB5 corresponden a los muestreos realizados en otros cuerpos de agua que son tributarios a la quebrada Inayo.

En el caso de microalgas de perifiton se aprecia que en el punto CH-HB1 hay 26 especies y 3 filo[451] que corresponden al punto blanco, sin embargo, después del punto de derrame, en el punto CH-HB2 se observa tan sólo 10 especies y 2 filo. En el punto CH-HB4 sigue bajando la riqueza de especies a 4, mientras que el filo se mantiene en 2.

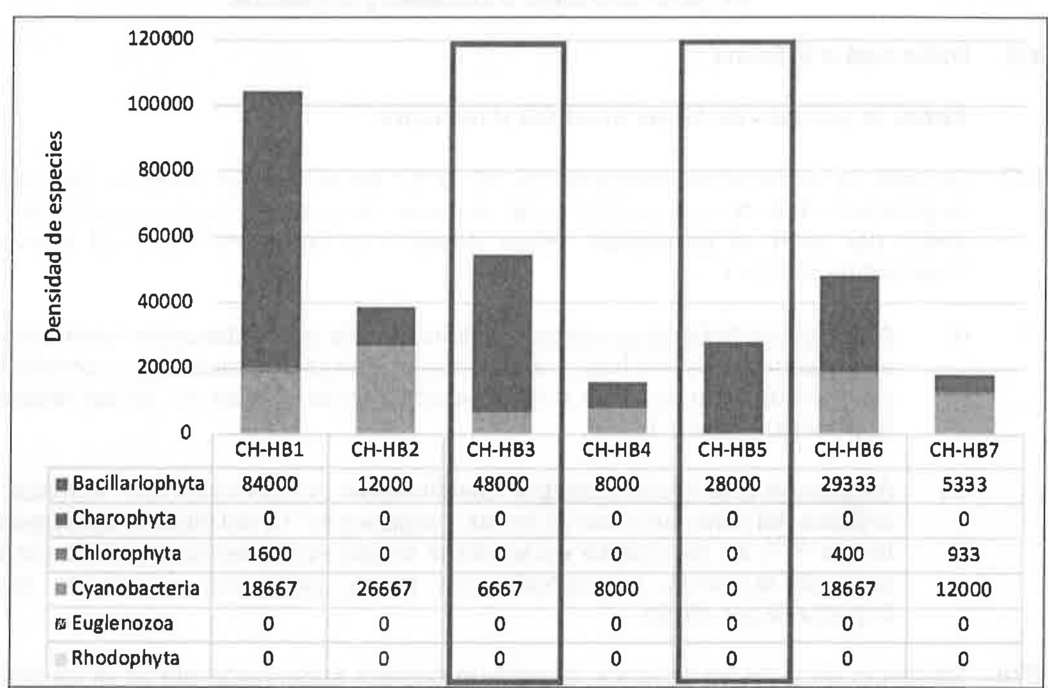
Esto demuestra que hubo una disminución de la riqueza de las especies de microalgas, dado que el punto CH-HB6 muestra parte de los microorganismos que introdujo la quebrada S/N2, la cual cuando se combina con agua impregnadas con petróleo crudo genera la disminución de especies. Esto lo corrobora el punto CH-HB7 con 3 filo y 6 especies, donde se evidencia que nunca llega restablecerse como el punto CH-HB1.

Asimismo, se aprecia en el gráfico que el filo más diverso y de mayor frecuencia fue Bacillariophyta con 46 especies y Cyanobacteria con 15 especies.

ABUNDANCIA DE ESPECIES DE MICROALGAS DEL PERIFITON POR PHYLUM[452] EN LA QUEBRADA INAYO

451 Plural de phylum.

452 Phylum es una categoría taxonómica situada entre reino y clase.



	CH-HB1	CH-HB2	CH-HB3	CH-HB4	CH-HB5	CH-HB6	CH-HB7
Bacillariophyta	84000	12000	48000	8000	28000	29333	5333
Charophyta	0	0	0	0	0	0	0
Chlorophyta	1600	0	0	0	0	400	933
Cyanobacteria	18667	26667	6667	8000	0	18667	12000
Euglenozoa	0	0	0	0	0	0	0
Rhodophyta	0	0	0	0	0	0	0

El gráfico indica que hubo 5 puntos de muestreo de microalgas en la quebrada Inayo (CH-HB1, CH-HB2, CH-HB4, CH-HB6 y CH-HB7), donde los puntos CH-HB3 y CH-HB5 corresponden a los muestreos realizados en otros cuerpos de agua que son tributarios a la quebrada Inayo.

El punto CH-HB1, punto blanco, presenta 104 267 organismos /cm^2 en cambio el punto CH-HB2 contiene 38 667 organismos/cm^2 y el punto CH-HB4 presenta 16 000 organismos/cm^2. Cabe indicar que a partir del punto CH-HB2 ya había ocurrido el derrame de petróleo crudo por esta razón se relaciona la disminución microalgas/cm^2.

Seguidamente, el punto CH-HB6 contiene 48 400 organismos/cm^2 pero esto aumenta debido al ingreso de aguas limpias de la quebrada sin nombre (S/N2), que aumenta el caudal de la quebrada Inayo; sin embargo, aguas abajo, se aprecia que nuevamente desciende a 18 266 organismos/cm^2.

Por lo tanto, el punto CH-HB7 nos demuestra que en todo el tramo de la quebrada Inayo desde el punto CH-HB1, no se vuelve a recuperar la riqueza.

Elaboración: DFAI.

675. Conforme a los gráficos expuestos, se acredita que hubo una disminución de la riqueza tanto en phylum como en el número de especies en fitoplancton y microalgas[453].

676. Por lo expuesto, en el presente caso se verifica que:

- la vegetación que fue impregnada por el crudo producto del derrame de Imaza tuvo que ser retirada por Petroperú; siendo que del 28 de enero del 2016 al 25 de febrero del 2016, se efectuó el retiro 17 341 sacos de vegetación afectada (impregnada con hidrocarburos)[454];
- el 10.8% de árboles con mayores a 10 cm de DAP fueron cortados por acciones de limpieza, de acuerdo al Informe Técnico N° 30-2016-SERFOR/DGIOFFS-DIV; y,
- tanto el Serfor como la DE identificaron árboles afectados por la erosión del suelo producto de las actividades de limpieza llevadas a cabo por Petroperú, a causa del derrame de Imaza.

---

453 Ello en la medida que no se debe confundir el ligero aumento de la riqueza de estos microorganismos en los puntos CH-HB4 y CH-HB6 dado que está relacionado con el ingreso de aguas limpias provenientes de las quebradas: Quebrada sin nombre (S/N1) y Quebrada sin nombre (S/N2).

454 Informe de Supervisión Imaza 1, pp. 170 del folio 866.

e.2. Daño real a la fauna

Sobre la pérdida de fauna acuática y terrestre

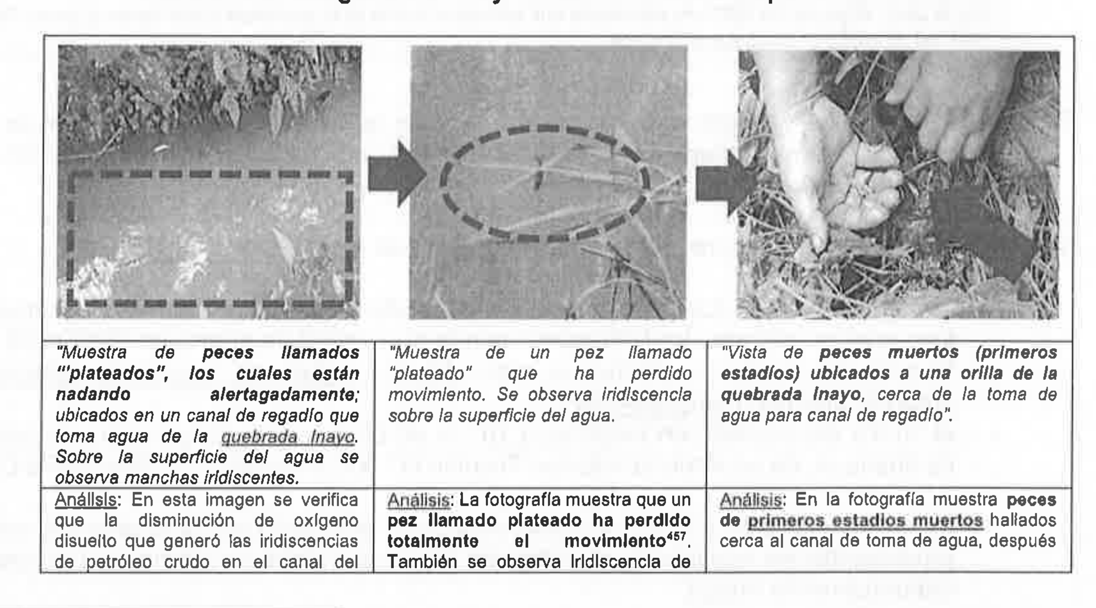
677. Durante la supervisión realizada del 25 al 27 de enero del 2016, la Dirección de Supervisión detectó que producto del derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 se generaron daños reales a la fauna, conforme al Informe de Supervisión Imaza 1:

   (i) Afectación a la fauna acuática: identificación de peces llamados "plateados" que albergan la quebrada Inayo, al detectarse ejemplares muertos, y con letargo en su movilidad, de acuerdo a lo observado en la imagen Nº 15 del Informe de Supervisión Imaza 1.

   (ii) Afectación a la fauna terrestre: identificación de hormigas tipo "termitas" y de anfibios, tal como se observa en las imágenes N° 15 del Informe de Supervisión Imaza 1[455], en las que se evidencia el acopio como residuos peligrosos de un nido de termintas impregnado con crudo, junto con vegetación también impactada por crudo.

678. Respecto de la fauna acuática, durante la primera supervisión del 27 al 29 de enero del 2016, la Dirección de Supervisión identificó su afectación producto del derrame de Imaza, ya que observó individuos de peces denominados "plateados" sobre agua con iridiscencia de hidrocarburos. En las tres (3) fotografías correspondientes a las imágenes Nº 15 y 16 del Informe de Supervisión Imaza 1[456], se observa peces en la quebrada Inayo, aletargados, inmovilizados, y muertos. Así, en la primera imagen se observa a un pez que se encontraba nadando de forma aletargada; en la segunda imagen se evidencia un pez que se encontraba totalmente inmovilizado, mientras que en la tercera imagen se identifican peces (de primeros estadios) muertos:

Tabla Nº 69: Imágenes Nº 15 y 16 del Informe de Supervisión Imaza 1



*"Muestra de **peces llamados "'plateados", los cuales están nadando alertagadamente**; ubicados en un canal de regadío que toma agua de la quebrada Inayo. Sobre la superficie del agua se observa manchas iridiscentes.*	*"Muestra de un pez llamado "plateado" que ha perdido movimiento. Se observa iridiscencia sobre la superficie del agua.*	*"Vista de **peces muertos (primeros estadios) ubicados a una orilla de la quebrada Inayo**, cerca de la toma de agua para canal de regadío".*
Análisis: En esta imagen se verifica que la disminución de oxígeno disuelto que generó las iridiscencias de petróleo crudo en el canal del	Análisis: La fotografía muestra que un **pez llamado plateado ha perdido totalmente el movimiento**[457]. También se observa iridiscencia de	Análisis: En la fotografía muestra **peces de primeros estadios muertos** hallados cerca al canal de toma de agua, después

455 Imágenes 15 a 17 del Informe de Supervisión Imaza 1, que obran en las páginas 35 y 36 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

456 Las imágenes Nº 15 y 16, junto con su respectiva descripción, se encuentran en el cuerpo del Informe de Supervisión Imaza 1, y no en el anexo fotográfico adjuntó a dicho informe. Ver página 35 del archivo digitalizado correspondiente al Informe de Supervisión Imaza 1, el cual obra en el folio 816 del expediente.

457 Debe indicarse que la fotografía fue tomada durante el día, lo cual descarta que el pez fotografiado por la Dirección de Supervisión haya estado durmiendo.

regadío que toma agua de la quebrada Inayo, afectó a los peces.	petróleo crudo en el agua, por lo que existe el nexo causal que las concentraciones de oxígeno disuelto hayan disminuido generando estos síntomas en el pez.	de la contención artesanal ubicada en la quebrada Inayo. Cabe indicar que los organismos acuáticos, como **peces adultos o de primeros estadíos, mueren por asfixia**[458] cuando el petróleo crudo recubre el cuerpo de agua de su habitat, ya que el hidrocarburo impide que haya intercambio gaseoso entre el agua y la atmosfera, y esto conllevará a la falta de oxigeno en el agua[459].

Fuente: Imágenes N° 15 y 16 del Informe de Supervisión Imaza 1.
Elaboración: DFAI.

679. Respecto de la fauna terrestre, durante la primera supervisión del 27 al 29 de enero del 2016, la Dirección de Supervisión identificó un termitero (nido de terminas[460], en el que se observó que el mismo presenta evidencia de impregnación con hidrocarburos y se encontraba siendo acopiado como residuos sólidos peligroso junto con vegetación también impregnada de crudo.

680. Finalmente, la Dirección de Supervisión en el Informe Técnico Acusatorio N°191-2016-OEF/DS, concluyó que en el caso del derrame en Imazo se configuró la afectación al componente fauna:

> **Conclusión del Informe de Supervisión Imaza 1**
> ""(...)
> ***Afectación a la fauna***
> *Como resultado de la supervisión especial realizada del 27 al 29 de enero de 2016 por el OEFA respecto a la emergencia ambiental del derrame de crudo ocurrido 25 de enero de 2016 en la progresiva 440+781 de Tramo II del Oleoducto Norperuano, se verificó* ***afectación a la fauna***[461]
> *(...)".*

681. Sin perjuicio de lo indicado, la Dirección de Evaluación realizó un monitoreo ambiental de fauna silvestre del 31 de marzo al 22 de abril del 2016 por las áreas donde discurrió el petróleo crudo[462], cuyos resultados constan en el Informe de Evaluación N° 1[463], en el que se concluyó que zonas sin afectación[464] (punto blanco) se registraron 5 especies de mamíferos de 4 órdenes y 5 familias taxonómicas; sin embargo, en las zonas afectadas por el derrame donde Petroperú tuvo que realizar actividades de limpieza, no se evidenció presencia alguna de mamíferos[465].

Sobre la pérdida de zooplancton y macroinvertebrados bentónicos

682. Cabe indicar que el hidrocarburo en el agua impide que los organismos como microalgas y zooplancton puedan realizar fotosíntesis, dado que no permite que sus organelos (cloroplastos) absorban la energía solar. Es así que el derrame de petróleo crudo en Imaza, para el caso de microorganismos, provoca que las microalgas y zooplancton mueran por inanición (falta de alimento).

---

458 Debido a la falta de oxígeno en el agua.

459 Debido a la falta de oxígeno en el agua.

460 Las Imágenes N° 15 y 16, junto con su respectiva descripción, se encuentran en el uerpo del Informe de Supervisión Imaza 1, y no en el anexo fotográfico adjuntó a dicho informe. Ver página 35 del archivo digitalizado correspondiente al Informe de Supervisión Imaza 1, el cual obra en el folio 816 del expediente.

461 Página 35 a 36 del Informe de Supervisión Imaza 1.

462 Informe de Evaluación N° 1, pp.79. Folio 816 del expediente.

463 Cabe indicar que para evaluar los resultados de afectación de fauna se combinaron las técnicas de transectos, fototrampeo e índices de ocurrencia. Y se dividieron las zonas de estudio entre zonas afectadas por derrame y zonas no afectadas por el derrame.
Los transectos en la zona afectada comprenden Inayo R1 e Inayo 2; mientras que de la zona no afectada son Inayo R3 e Inayo R4. En cámaras trampa la zona la zona afectada corresponde a los puntos Inayo 4, Inayo 5 e Inayo 6, mientras que la zona no afectada corresponde a los puntos Inayo 1, Inayo 2 e Inayo 3.

464 Puntos Inayo 3 e Inayo 4, del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente.

465 Página 139 del archivo digitalizado del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente.

683. Respecto de ello, la Dirección de Evaluación realizó el monitoreo ambiental de zooplancton, macroinvertebrados bentónicos, peces y fauna silvestre del 31 de marzo al 22 de abril del 2016 por las áreas donde discurrió el petróleo crudo[466], cuyos resultados fueron recogidos en el Informe de Evaluación N° 1.

684. A su vez la metodología de monitoreo consistió en la elección de puntos de monitoreo[467], de los cuales se describen a continuación siete, correspondientes a las quebradas s/n, y quebrada Inayo:

Tabla N° 70: Ubicación de los puntos de monitoreo de las comunidades hidrobiológicas en la Quebrada Inayo, y (s/n1), (s/n2) y (s/n3)

Cuerpo de Agua	Código del Punto de Monitoreo	Coordenadas UTM Datum WGS84 Zona 17M		Referencia
		Este (m)	Norte (m)	
Quebrada Inayo	CH-HB1	798 519	9 426 406	Quebrada Inayo, 30 m aguas arriba antes de cruzar el dueto (Punto cero).
	CH-HB2	798 617	9 426 343	Quebrada Inayo, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 0+100
	CH-HB4	799 160	9 425 834	Quebrada Inayo, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 1+ 700
	CH-HB6	800 027	9 425 327	Quebrada. Inayo, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 3+ 700
	CH-HB7	800 864	9 425 738	Quebrada Inayo, a la altura del km 5+100
Quebrada sin nombre (S/N1)	CH-HB3	799 317	9 425 891	Quebrada sin nombre, 50 m aguas abajo después de la malla de contención, a la altura del km 1+100.
Quebrada sin nombre (S/N2)	CH-HB5	799 759	9 425 285	Quebrada sin nombre, 50 m aguas abajo después de la malla de contención. Es conocida por los moradores como "Tunim", siendo el mismo cuerpo de agua donde se ubicó el punto de monitoreo de agua superficial QTuni-1.
Quebrada sin nombre (S/N3)	CH-HB8	800 873	9 425 780	Quebrada sin nombre, 50 m antes de la desembocadura al río Chiriaco. Esta quebrada también es conocida por los moradores como "Tunim", siendo el mismo cuerpo de agua donde se ubicó el punto de monitoreo de agua superficial QTuni-2.

Fuente: Informe de Evaluación N° 1.
Elaboración: DFAI.

685. Producto de dicha evaluación la Dirección de Evaluación obtuvo los siguientes resultados para zooplancton y macroinvertebrados bentónicos:

Tabla N° 71

Zooplancton[468]	Macroinvertebrados bentónicos[469]
Resultado en la riqueza de especies Se observó que el grupo de mayor frecuencia fue de rotíferos y que en los muestreos realizados en la quebrada Inayo, CH-HB1 (antes del derrame) y CH-HB2 (después del derrame) hay una disminución de riqueza de especies de 3 a 1 y un aumento de 0 a 1 a nivel de phyllum Amoebozoa con la especie *Arcella* sp. que es una ameba tecada de vida libre que suele presentarse asociarse a la materia orgánica y suelos ácidos. Lo que es común que parezca cuando hubo remoción de suelos o fenómenos de escorrentía en la zona.	**Resultados en la riqueza de especies** En la quebrada Inayo se realizaron 7 puntos de muestreo desde el punto CH -HB1 hasta el CH -HB7. De esta manera, se observa que entre el punto CH-HB1 (antes del derrame) y CH-HB2 (después del derrame) hay una disminución de riqueza a nivel de orden de 6 a 2 y a nivel de especies de 20 a 4; donde en el punto CH-HB7 la riqueza disminuye a 3 órdenes y 4 especies. Cabe recordar que el último punto es tributario de dos quebradas antes del punto de muestreo.

466 Página 79 del archivo digitalizado del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente.

467 De los cuales 17 fueron de zooplancton y 17 de macroinvertebrados bentónicos.

468 Página 92 del archivo digitalizado del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente.

469 Página 107 del Informe de Evaluación N° 1 que obra en el folio 816 del expediente.

Asimismo, se puede confirmar notoriamente mediante el punto CH-HB7, ubicado después de 2 tributarios sin nombre, que la riqueza corresponde a 6 especies. **Resultado en la abundancia de zooplancton por phyllum** La abundancia total acumulada (en los 17 puntos de muestreo) fue de 34,43 organismos/L donde las phylla más abundantes son Cercozoa y Amoebozoa. En la quebrada Inayo se realizaron 7 puntos de muestreo desde el punto CH-HB1 hasta el CH-HB7. En dicho cuerpo de agua se pudo observar que el punto de muestreo CH-HB2 (3.03 organismos/L) ubicado después del derrame de petróleo crudo tuvo menor abundancia de zooplancton por phyllum en comparación al punto CH-HB1 (4.28 organismos/L) cuya muestra fue tomada aguas arriba del derrame. Donde esta abundancia se incrementa recién en el punto CH-HB7 (6,02 organismos/L) ubicado después de dos tributarios a la quebrada Inayo.	**Resultados en la abundancia de macroinvertebrados** La abundancia acumulada total (de los 17 puntos) es de 258 individuos/0.27 m^2, donde hay mayor abundancia del orden Diptera con 75 individuos/0.27 m^2 y el orden Ephemeroptera con 68 individuos/0.27 m^2. Dentro de la quebrada Inayo se observa que el punto de monitoreo CH-HB1 (antes del derrame) y en el punto CH-HB2 (después del derrame de petróleo) hay disminución de la abundancia de 70 individuos/0.27 m^2 a 15 individuos/0.27 m^2. En el punto CH-HB7 este punto tiene una abundancia de 4 individuos/0.27 m^2.

Fuente: Informe de Evaluación N° 1 del 27 de julio del 2016.
Elaboración: DFAI.

686. Conforme a los resultados obtenidos por la Dirección de Evaluación, ha quedado acreditado que la abundancia de zooplancton por phyllum disminuyó en los puntos CH-HB1, CH-HB2 y CH-HB7, hasta 3.03 organismos/L; y, que el phyllum Amoebozoa con la especie *Arcella* sp. está fuertemente asociada a la remoción de suelos o fenómenos de escorrentía en la zona, los cuales por actividades de limpieza fueron alterados.

687. Respecto a macroinvertebrados bentónicos, se identifica que la Dirección de Evaluación verificó en los puntos CH-HB1, CH-HB2 y CH-H7 que ocurrió una disminución de la riqueza de especies desde el primer punto de derrame y continúa hasta el último punto correspondiente a la quebrada Inayo, CH-HB7. Ello debido a que los macroinvertebrados son más sensibles por la presencia de crudo en el agua; y, a nivel de individuos dicha situación es mucho más evidente ya que desciende de 70 individuos/0.27 m^2 en el punto CH-HB1 (punto cero) a 15 individuos/0.27 m^2 en el punto CH-HB2 (después del derrame de petróleo), y continúa disminuyendo en el punto CH-HB7[470].

688. Por todo lo expuesto, se verifica en el presente acápite la generación de daño real tanto a la fauna acuática como terrestre, así como la pérdida de zooplancton y macroinvertebrados bentónicos producto del derrame de Imaza.

e.3. Conclusión

689. En el presente PAS se identifica que la Dirección de Supervisión verificó que el crudo proveniente del derrame Imaza[471] se dispersó por la quebrada Inayo, río Chiriaco y río Marañón; entró en contacto con el agua y el suelo habitados por flora y fauna próxima a dichos cuerpos hídricos.

690. Conforme a lo expuesto, en el presente caso la Dirección de Supervisión verificó que Petroperú generó daño real a la flora y fauna que habitan en el suelo y agua próximos

[470] Cabe indicar que, respecto a organismos como microalgas y zooplancton, se tiene que el hidrocarburo en el agua impide que éstos puedan realizar fotosíntesis, dado que no permite que sus organelos (cloroplastos) absorban la energía solar. Es así que el derrame de hidrocarburos en Imaza, para el caso de microorganismos, provocará que las **microalgas y zooplancton mueran por inanición (falta de alimento).**

[471] Fuente de contaminación.

al punto de rotura del ducto del ONP, la quebrada Inayo, y los ríos Chiriaco y Marañón[472].

f. Análisis de descargos

f.1. Sobre la extensión del derrame de Imaza

691. Petroperú alegó que el OEFA utiliza la cifra de 40 200 m^2 como área afectada por el derrame de Imaza, pero que ellos identificaron que el área real de impacto es e 31 233 m^2, y que la diferencia de 28% entre las 2 áreas se debe a que el OEFA pretende magnificar las dimensiones reales.

692. Respecto del levantamiento topográfico alegado por el administrado, cabe indicar que de acuerdo a las fotografías alcanzadas[473] se observa que el último tramo utilizado por Petroperú para determinar el área, comprende desde la progresiva 4+4000 hasta la progresiva 5+350 que llega hasta la confluencia del río Chiriaco con la Quebrada Inayo.

693. Sin embargo, el crudo proveniente del derrame de Imaza, discurrió por la quebrada Inayo, hasta llegar a la confluencia con el río Chiriaco, y desde ahí, se dispersó a lo largo de ese río hasta finalmente alcanzar 1.6 km del río Marañón.

694. Por tanto, la afectación sobre el suelo y la vegetación se generó en el área de 40, 200 m^2, identificada por la DS[474], correspondiendo que se desestime lo alegado por el administrado en este extremo.

695. Sin perjuicio de la expuesto, debe precisarse que la afectación de la salud de las personas vinculado a la pérdida de servicios ecosistémicos, no se limita al área identificada como impactada por la DS; en la medida que la estimación del daño real a la salud obedece a la pérdida de servicios ecosistémicos de la población establecida en las distintas localidades identificadas del distrito de Imaza por el COEN, cuyo análisis será desarrollado en el apartado de cálculo de multa de la presente Resolución Directoral.

472 Es decir, se configuró el contacto del hidrocraburo con la vegetación riparia (población).

473 Ver el Anexo 1: Levantamiento topográfico por tramos del escrito con registro de trámite documentario 2019-E01-069221.

474 Como se evidencia de la multiplicación de largo por ancho, en cada una de los tres (3) tramos afectados identificados por la Dirección de Supervisión en el Informe de Supervisión Imaza 1:

N°	Zona afectada por el derrame de Imaza	Descripción	Fotografía del Informe de Supervisión Imaza 1 de sustento	Área
1	Desde el punto de derrame en el Km. 440+781 hasta desembocadura de quebrada Inayo.	Longitud de 5 300 m, y ancho total de 4 m, considerándose 2 m de afectación a cada margen de la quebrada Inayo.	N° 6	21 200 m^2
2	Desde la desembocadura de la Qda. Inayo hasta la desembocadura del río Chiriaco	Longitud de 18 000 m, considerándose 0.5 m de afectación, por cada cada margen de la quebrada Inayo.	N° 33	18 000 m^2
3	Desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km del río Marañón	En la Fotografía N° 65 del Informe de Supervisión Imaza 1, se observa que la extensión de la afectación es menor en comparación a la quebrada Inayo; por ello, la DS tomó como referencia el lado aproximado de 0.3125 m (lado total 0.625), en la medida que el crudo se encontraba impregnado en puntos localizados.	N° 65	1 000 m^2
Área total				**40 200 m^2**

Fuente: Informe de Supervisión Imaza 1.
Elaboración: DFAI.

f.2. Sobre si la zona de afectación se encontraba en el DDV del ONP

696. Petroperú alegó que el OEFA debe tomar en cuenta que la corteza de árboles afectados corresponde a aquellos que se encuentran dentro de la zona de punto de rotura y que se encuentra dentro de la zona de reserva exclusiva del tramo II del ONP.

697. Al respecto, conforme se indicó en el análisis de descargo anterior, la Dirección de Supervisión –durante las acciones de supervisión del 27 al 29 de enero del 2016, y del 13 al 17 de febrero del 2016– verificó que el petróleo crudo que discurrió desde el punto de rotura del ducto del ONP en el 440+781, se extendió hasta un área de 40 200 metros cuadrados[475], generando una afectación sobre el suelo y la vegetación del derecho de vía del ONP, la vegetación circundante y las márgenes y el agua de las quebradas Inayo, rio Chiriaco y el río Marañón[476].

698. En ese sentido, se verifica que, si bien el derrame se inició en el Km 440+781 del tramo II del ONP, la afectación del derrame excedió a la zona inmediata del derecho de vía del ducto. Ello en la medida que el petróleo crudo no discurrió de forma paralela a la tubería, sino que migró desde el punto inicial del derrame a la quebrada Inayo, y desde allí se dispersó al río Chiriaco y río Marañón.

699. Por ello, las afectaciones por el derrame se presentaron principalmente en los herbazales hidrofíticos próximos a la quebrada s/n, quebrada Inayo y ríos Chiriaco y Marañón, los cuales no forman parte del derecho de vía del ONP. Ello se sustenta también en lo observado por el SERFOR en las fotografía N° 12 del Informe SERFOR[477], en la que se observa que la remoción de especies arbóreas para las actividades de limpieza siguió la trayectoria del derrame, y no del derecho de vía del ONP.

700. Por lo expuesto corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

f.3. Sobre si la afectación a la fauna se debe a la poca profundidad de aguas superficiales

701. Petroperú indicó en sus descargos que los peces plateados reportados por la Dirección de Supervisión se observaron en un canal de regadío y en la Quebrada Inayo, cerca de una toma de agua para canal de regadío, lo cual está asociado a cuerpos de agua poco profundos.

702. Respecto del descargo de Petroperú, cabe indicar que el reporte de peces fenecidos evidenciada en la fotografía N° 15 del Informe de Supervisión Imaza 1, acredita que el derrame de hidrocarburos en el Km 440+781 generó un daño real para los individuos de especies hidrobiológicas en las zonas próximas a la Quebrada Inayo, afectadas por el derrame de Imaza.

---

475 Página 29 y 30 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente:
"(...)
29. De las dos supervisiones especiales realizadas, se advierte que el cálculo del área afectada estimada como consecuencia del derrame de petróleo crudo en el Km 440+781 es de 40 200 m^2 aproximadamente. Dicho cálculo se basa en el siguiente detalle:
- *Desde el punto de derrame (Km 440+781 Tramo II ONP) hasta la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco existe una longitud aproximadamente de 5.3 km, el petróleo crudo desbordó los márgenes (izquierda y derecha) de la quebrada Inayo a una distancia promedio de 2 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 21 200 m2 aproximadamente.*
- *Desde la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco hasta la desembocadura del río Chiriaco con el río Marañón, existe una longitud aproximada de 18 Km, el petróleo crudo impregnó los márgenes (izquierdo y derecho) del río Chiriaco a una altura promedio de 0.5 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 18 000 m2 aproximadamente.*
- *A ello se agrega 1000 m2 aproximadamente de área afectada desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km del río Marañón. (...)*
- *Realizando preliminarmente la suma de las áreas impactada tenemos un total de 40 200 m2 aproximadamente."*

476 Imágenes 1 a 14 del Informe de Supervisión Imaza 1, que obran en las páginas 26 a 34 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

477 Folio 1448 del expediente.

703. Debe advertirse que la Dirección de Supervisión no solo identificó individuos de peces que nadaban de forma alertagada en el citado canal de regadío, sino que también identificó manchas de iridiscencia sobre la superficie de dichas aguas por donde nadaban los citados peces; en ese sentido, se advierte que fue el derrame de Imaza el evento relacionado con la mortalidad de población de peces.

704. Sin perjuicio de lo expuesto, cabe indicar que en la fotografía N° 16 del Informe de Supervisión Imaza 1, se evidencia un "termitero" –nido donde habitan colonias de termitas– impregnado de hidrocarburos acopiado como residuo sólido sobre restos de vegetación también impregnada con crudo. En ese sentido, la afectación directa de especies de fauna no solo se evidenció sobre individuos de fauna acuática, sino sobre especies de isópteros, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado.

f.4. Sobre la ausencia de evaluación de toxicidad, exposición y riesgo para determinar los efectos de la iridiscencia

705. En sus descargos, Petroperú indicó que el OEFA hace referencia a los efectos de la presencia de iridiscencia y película de petróleo crudo sobre la superficie de agua, pero que los referidos efectos dependen de una evaluación de toxicidad, exposición y características de riesgo, que no se efectuó. Adicionalmente, Petroperú señaló que, respecto de las trazas de hidrocarburos, luego de efectuada la limpieza respectiva realizó un monitoreo de comprobación en el que se verificó la no excedencia de ningún valor de TPH.

706. A su vez en su escrito del 12 de julio del 2019[478], Petroperú indicó que las trazas de hidrocarburos o iridiscencias que quedan en el suelo o agua luego del término de los trabajos de remediación no son más que sustancias agrupadas bajo la denominación de "TPH" o "aceites y grasas", que no generan riesgos si se cumplen con los ECA.

707. Al respecto, cabe indicar que en la muestra fotográfica N° 15 del Informe de Supervisión Imaza 1, se observa sobre agua superficial presencia de manchas de iridicencia y peces de los primeros estadios muertos, así como otros que se encuentran aletargados e inmovilizados.

708. En ese sentido, se acredita que se se configuró el riesgo y la exposición de peces a los efectos del crudo en el ecosistema producto del derrame de Imaza, ya que las manchas de iridiscencia se encontraban específicamente donde se identificó la falta de movilidad de peces; sino que se verifica la muerte de individuos hidrobiológicos producto de la toxicidad del crudo, conforme a los medios probatorios analizados en el presente PAS.

709. En ese sentido, se desvirtúa lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

f.5. Sobre si la disminución de población hidrobiológica se debió al derrame de Imaza

710. Petroperú en sus descargos a la variación, indicó que el OEFA sustenta la disminución de la riqueza de fitoplancton y zooplancton, sin haber tomado en cuenta que la misma depende también de la temporalidad, así como las condiciones de luz y la menor velocidad de las corrientes en los ambientes lóticos, por lo que la presunta disminución no necesariamente es consecuencia del derrame de Imaza; adicionalmente, indicó

478 Registro de trámite documentario 2019-E01-068178.

que no se puede verificar la disminución significativa en la medida que no hay un monitoreo anterior al evento en el mismo punto.

711. Adicionalmente, Petroperú señaló que los resultados presentados por la DE son contradictorios, debido a que no en todos los puntos monitoreados se observa una disminución de riqueza y abundancia; además que las zonas de los puntos de muestreo corresponden a características de terreno distintas.

712. Al respecto, de la revisión de la metodología de muestreo de plancton, perifiton y macroinvertebrados bentónicos utilizado en el Informe de Evaluación N° 1, se advierte un punto de control aguas arriba del derrame de crudo en Imaza, además de otros puntos aguas abajo del derrame, con el fin de establecer un punto de referencia para la comparación de resultados.

713. Respecto de ello, debe tomarse en cuenta las características de la zona donde tomaron los puntos de monitoreo del Informe de Evaluación N° 1, ya que se tomaron cinco puntos de muestreo en la quebrada Inayo que corresponden a los puntos: CH-HB1, CH-HB2, CH-HB4, CH-HB6 y CH-HB7, donde los puntos CH-HB3 y CH-HB5 pertenecen a tributarios de la quebrada Inayo, es decir, son cuerpos de agua que desembocan en la quebrada Inayo, proporcionándole de aguas limpias.

714. Del análisis de resultados, se identifica que la Dirección de Evaluación identificó que el punto de control, CH-HB1[479], era más diverso en especies que el punto de muestreo CH-HB2, CH-HB3, CH-HB4 y CH-HB5, inccluso cuando la riqueza y abundancia aumentan producto del aporte de aguas limpias de los tributarios de la quebrada Inayo, como se detalla a continuación:

- **Sobre la riqueza de especies de fitoplancton por phylum**: recién en el punto CH-HB6, después que el tributario SN2 descargó sus aguas en la quebrada Inayo, se pudo recuperar la riqueza a 5 phylum y 8 especies. Sin embargo, el punto CH-HB7 se redujo a 3 phylum y 4 especies; lo que verifica que en ninguno de los puntos se superó la riqueza del punto CH-HB1.

- **Sobre la abundancia de fitoplancton por phylum**: en el punto CH-HB1 (punto blanco) el número de organismos por litro de muestra es igual a 3 900 organismos/L, sin embargo en el punto CH-HB2 (después del derrame) es de 160 organismos/L; mientras que el punto CH-HB4 -por más que recibe aguas de un tributario- tiene tan solo 90 organismos/L, mientras que el punto CH-HB6 sube a 390 organismos /L; pero en el punto CH-HB7 se identifica nuevamente que la concentración de microorganismos disminuye a 70 organismos/L.

  Con esto se comprueba que a partir del punto CH-HB2, después del derrame de petróleo crudo, disminuyó la abundancia de fitoplancton hasta 90 organismos/L en el punto CH-HB4 y pese a que dos cuerpos de agua tributarios descargaron sus aguas en la quebrada Inayo, no volvió a tener la misma abundancia en fitoplancton.

- **Sobre la riqueza de especies de microalgas del perifiton por phylum:** En el caso de microalgas de perifiton se aprecia que en el punto CH-HB1 hay 26 especies y 3 filo[480] que corresponden al punto blanco, sin embargo, después

---

479 Ver página 87 del archivo digitalizado del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente:
"a) Fitoplancton
- **Composición, riqueza y abundancia de especies**
La riqueza de especies en los puntos de muestreo (…) varió desde 3 especies en el punto de monitoreo CH-HB13 (río Chiriaco) hasta 16 especies en el punto de monitoreo CH-HB1 (Quebrada inayo) (…)".
(Subrayado agregado)

480 Plural de phylum.

del punto de derrame, en el punto CH-HB2 se observa tan sólo 10 especies y 2 filo. En el punto CH-HB4 sigue bajando la riqueza de especies a 4, mientras que el filo se mantiene en 2.

Esto demuestra que hubo una disminución de la riqueza de las especies de microalgas, dado que el punto CH-HB6 muestra parte de los microorganismos que introdujo la quebrada S/N2, la cual cuando se combina con agua impregnadas con petróleo crudo genera la disminución de especies. Esto lo corrobora el punto CH-HB7 con 3 filo y 6 especies, donde se evidencia que nunca llega restablecerse como el punto CH-HB1.

- **Sobre la abundancia de especies de microalgas del perifiton por phylum:** El punto CH-HB1, punto blanco, presenta 104 267 organismos /cm^2 en cambio el punto CH-HB2 contiene 38 667 organismos/cm^2 y el punto CH-HB4 presenta 16 000 organismos/cm^2. Cabe indicar que a partir del punto CH-HB2 ya había ocurrido el derrame de petróleo crudo por esta razón se relaciona la disminución microalgas/cm^2.

  Seguidamente, el punto CH-HB6 contiene 48 400 organismos/cm^2 pero esto aumenta debido al ingreso de aguas limpias de la quebrada sin nombre (S/N2), que aumenta el caudal de la quebrada Inayo; sin embargo, aguas abajo, se aprecia que nuevamente desciende a 18 266 organismos/cm^2.

  Por lo tanto, el punto CH-HB7 demuestra que en todo el tramo de la quebrada Inayo desde el punto CH-HB1, no se ha vuelto a recuperar la riqueza.

715. En ese sentido, en el presente caso, se advierte que la Dirección de Evaluación para la ejecución de monitoreos a comunidades hidrobiológicas, si tomó en cuenta un punto de comparación a 30 metros aguas arriba del Km 440+781; y que, en todos los casos, existió una disminución de riqueza y de abundancia tanto de fitoplancton como de zooplancton.

716. Por tanto, conforme a todo lo previamente expuesto, se desestima lo argumentado por Petroperú en este extremo.

f.6. Sobre si la zona afectada no era un ecosistema natural y pertenecía al DDV

717. Petroperú alegó que el área afectada no era un ecosistema ya que se afectaron principalmente parcelas, cuyos propietarios de los cultivos fueron indemnizados; además que el OEFA no ha tenido en cuenta que la corteza de árboles afectados corresponde a aquellos que se encuentran dentro de la zona de punto de rotura, de reserva exclusiva del tramo II del ONP.

718. Al respecto, la Dirección de Supervisión –durante las acciones de supervisión del 27 al 29 de enero del 2016, y del 13 al 17 de febrero del 2016– verificó que el petróleo crudo que discurrió desde el punto de rotura del ducto del ONP en el 440+781, se extendió hasta un área de 40 200 metros cuadrados[481], generando una afectación

[481] Página 29 y 30 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente:
"(...)
29. De las dos supervisiones especiales realizadas, se advierte que el cálculo del área afectada estimada como consecuencia del derrame de petróleo crudo en el Km 440+781 es de 40 200 m^2 aproximadamente. Dicho cálculo se basa en el siguiente detalle:
- *Desde el punto de derrame (Km 440+781 Tramo II ONP) hasta la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco existe una longitud aproximadamente de 5.3 km, el petróleo crudo desbordó los márgenes (izquierda y derecha) de la quebrada Inayo a una distancia promedio de 2 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 21 200 m2 aproximadamente.*
- *Desde la desembocadura de la quebrada Inayo con el río Chiriaco hasta la desembocadura del río Chiriaco con el río Marañón, existe una longitud aproximada de 18 Km, el petróleo crudo impregnó los márgenes (izquierdo y derecho) del río Chiriaco a una altura promedio de 0.5 m por cada lado. Por lo que se tiene que el área afectada es de 18 000 m2 aproximadamente.*
- *A ello se agrega 1000 m2 aproximadamente de área afectada desde la desembocadura del río Chiriaco hasta 1.6 km del río Marañón, (...)*
- *Realizando preliminarmente la suma de las áreas impactada tenemos un total de 40 200 m2 aproximadamente."*

sobre el suelo y la vegetación del derecho de vía del ONP, la vegetación circundante y las márgenes y el agua de las quebradas Inayo, rio Chiriaco y el río Marañón[482].

719. En ese sentido, se verifica que, si bien el derrame se inició en el Km 440+781 del tramo II del ONP, la afectación del derrame excedió a la zona inmediata del derecho de vía del ducto. Ello en la medida que el petróleo crudo no discurrió de forma paralela a la tubería, sino que migró desde el punto inicial del derrame a la quebrada Inayo, y desde allí se dispersó al río Chiriaco y río Marañón.

720. Por ello, las afectaciones por el derrame se presentaron principalmente en los herbazales hidrofíticos próximos a la quebrada s/n, quebrada Inayo y ríos Chiriaco y Marañón, los cuales no forman parte del derecho de vía del ONP. Ello se sustenta también en lo observado por el SERFOR en la fotografía N°12 del Informe SERFOR[483], en la que se observa que la remoción de especies arbóreas para las actividades de limpieza siguió la trayectoria del derrame, y no del derecho de vía del ONP.

721. Cabe indicar que el propio SERFOR[484] identificó que la zona impactada por el derrame de Imaza presentaba hasta 44 especies arbóreas[485] sin perjuicio de la identificación de plantaciones agroforestales. Ello evidencia que, en el ecosistema afectado por el derrame, si bien corresponde a una vegetación secundaria, subsisten también árboles[486].

722. En ese sentido, se verifica una afectación a la vegetación secundaria en la zona impactada por el derrame de Imaza, tanto a los herbazales hidrófíticos como árboles, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado respecto de este extremo.

723. Por lo expuesto corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

f.7. Sobre la falta de sustento en la alteración de propiedades físicas y químicas naturales del sustrato (suelo)

724. Petroperú alegó que los suelos de la selva se caracterizan por ser altamente erosionados y muy pobres en nutrientes y que son las especies pioneras, características de estos bosques secundarios –como los presentes en la quebrada Inayo– las que propician la recuperación del suelo a través de la incorporación de materia orgánica (madera y hojarasca descompuesta) en horizontes más superficiales, favoreciendo con ello el establecimiento de nuevas especies.

725. En ese sentido, como resultado de las evaluaciones de comprobación efectuadas por ERM, verificaron que no se presentaban excedencias de los ECA suelo y agua; y, por ello, no se sustenta la alteración de propiedades físicas y químicas naturales del sustrato, en la medida que la exposición no fue prolongada.

---

482 Imágenes 1 a 14 del Informe de Supervisión Imaza 1, que obran en las páginas 26 a 34 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

483 Folio 1448 del expediente.

484 Páginas 11 del documento digitalizado Informe técnico N°030-2016-SERFOR-/DGIOFFS. Folio 1448 del expediente.

485 Páginas 11 del documento digitalizado Informe Técnico N° 030-2016-SERFOR-/DGIOFFS-DIV. Folio 1448 del expediente.

486 Página 10 del documento digitalizado Informe Técnico N° 030-2016-SERFOR-/DGIOFFS-DIV:
"El componente forestal de la quebrada Inayo se encuentra caracterizado por especies arbóreas propias de bosques secundarios como el "vaina de machete" (bauhinia tarapotensis), la "requia" (Guarea guidonia), la "ocuera negra" (Vernonanthura patens), la "ishanga" (urera caracasana)".
Folio 1448 del expediente.

726. Adicionalmente, indicó que en los monitoreos presentados como adjuntos a las comunicaciones SEHS-JAAM-1397-2016, SAMB-JEDA-963-2017, JEDA-125-2018, JEDA-231-2018 evidencian que la fauna y flora se ha ido restituyéndose en la zona afectada por el derrame de Imaza.

727. Al respecto, debe indicarse que los hidrocarburos modifican las propiedades físicas y químicas del suelo[487] ya que bloquean el intercambio de gases del suelo con la atmosfera y también afecta a algunas poblaciones de bacterias ya que muchas poblaciones mueren dentro de las 72 horas después de recibir la perturbación [488].

728. A su vez,sobre que que no se verifica la alteració del sustrato, ya que la exposición con crudo no fue prolongada, se debe indicar que Petroperú retiró las primeras capas de suelo impactado con el fin de llevar a cabo actividades de limpieza del crudo y evitar aún mayores impactos en el ambiente.

729. La necesidad de llevar a cabo las actividades de limpieza incluyó no solo la remoción del componente vegetal impactado, sino el retiro del suelo afectado, los cuales fueron dispuestos como residuos peligrosos quedando un suelo expuesto a degradación[489].

730. Sin embargo, la capa superficial del suelo es la que precisamente contiene más nutrientes, materia orgánica, semillas y microfauna, dado que el componente forestal de la zona afectada se encuentra también caracterizado por especies arbóreas propias de vegetaciones secundarias, conforme a lo indicado por el SERFOR[490]

731. Lo anterior es relevante en la medida que el ecosistema afectado corresponde a selva baja con vegetación secundaria, el cual es un sistema adaptativo complejo en el que existen variables rápidas y variables lentas, donde los árboles, estarán sometidas a un proceso ralentizado de sucesión ecológica de 1 a 10 años[491], e incluso a un periodo mayor, para que se restablezca.

732. En ese sentido, al evaluar las características físicas y químicas del suelo, no solo debe considerarse los efectos de la exposición de la flora al crudo, sino los efectos por las modificaciones al sustrato producto de las actividades de limpieza a causa del derrame, ya que, al comprender una vegetación secundaria, se influenciará la sucesión ecológica de todo el ecosistema forestal[492].

733. De esta forma, se desvirtúa lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

---

487 Nava y Torado 1980; Li *et al.* Citado por Martínez, V. y López, F. Efecto de Hidrocarburo en las propiedades físicas y químicas de suelo arcilloso. Revistas Terra, volumen 9, número 1, 2001: pp. 4.

488 Nava y Torado 1980; Li *et al.* Citado por Martínez, V. y López, F. Efecto de Hidrocarburo en las propiedades físicas y químicas de suelo arcilloso. Revistas Terra, volumen 9, número 1, 2001: pp. 4.

489 Cabe indicar que Petroperú retiró más de 18 000 sacos de vegetación con crudo, conforme a lo indicado por el administrado en su escrito con resgistro de trámite documentario 2016-E01-016543. Ver las páginas 10 y 171 del del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco duro compacto que obra al folio 816.

490 Páginas 11 del documento digitalizado Informe Técnico N° 030-2016-SERFOR-/DGIOFFS-DIV. Folio 1264 (reverso); y, folio 1448 del expediente.

491 Las variables rápidas, para el caso del derrame, están asociadas a la afectación de especies de baja movilidad y/u organismos sésiles que fueron afectados instantáneamente al tener contacto con el crudo. Sin embargo, para el caso de las variables lentas, como los árboles, estarán sometidas a un proceso ralentizado de sucesión ecológica de 1 a 10 años.

Tormo, J., Bochet, E., y García-Fayos, P. "Restauración y revegetación de taludes de carreteras en ambientes mediterráneos semiáridos: procesos edáficos determinantes para el éxito". En: Revista Ecosistemas. España. 2009. pp 18 (2): 79-90.

492 Cabe indicar que a remoción de hojarasca en el suelo incluye además toda una microfauna así como también semillas y pérdida de humedad al suelo, por lo tanto, se puede afirmar que ese suelo ha perdido su calidad por el contacto directo que tuvo con el crudo y también por la remoción de hojarasca, generándose así un riesgo potencial tanto para la flora como para microorganismos.

Dicha remoción incluye además toda una microfauna así como también semillas y pérdida de humedad al suelo, por lo tanto, se puede afirmar que ese suelo ha perdido su calidad por el contacto directo que tuvo con el crudo y también por la remoción de hojarasca, generándose así un riesgo potencial tanto para la flora como para microorganismos.

734. Sin perjuicio de lo expuesto, la información contenida en las Cartas SEHS-JAAM-1397-2016, SAMB-JEDA-963-2017, JEDA-125-2018, JEDA-231-2018, que evidenciarían la restitución paulatina en la zona afectada por el derrame de Imaza alegada por Petroperú, serán evaluadas en el acápite correspondiente al análisis de la procedencia de las medidas correctivas.

f.8. Sobre la presunta naturaleza localizada, temporal y reversible de los daños ocasionados como consecuencia del derrame de Imaza

735. Petroperú indicó que el daño real a la flora y fauna imputado por el OEFA no constituye un detrimento o pérdida a nivel poblacional ni estructural en la flora o fauna, sino que constituye una *modificación temporal* de las especies involucradas a nivel de individuos; y, considerando la definición de afectación, se trata de un daño localizado[493], temporal y reversible, por las siguientes razones:

- Los daños son reversibles ya que una vez terminados los trabajos de remediación se restituye la calidad ambiental de las matrices afectadas, lo cual fue verificado por el SERFOR cuando señaló que los árboles cortados por actividades de limpieza registraban indicios de rebrote; así como que en las márgenes de la quebrada Inayo se evidenciaba la regeneración natural de varias especies de malezas y árboles pioneros; y,
- El desbroce de vegetación ribereña corresponde a especies vasculares, las cuales presentan una resiliencia elevada y, por ende, alta tasa de restauración natural, lo cual evidencia que los daños son reversibles.

Sobre la regeneración natural identificada por el SERFOR

736. SERFOR indicó que observó plántulas de árboles sobre la ribera de la quebrada Inayo, la cual, sufrió de remoción de vegetación y materia orgánica, generándose espacios que reciben radiación solar directa. Esta información fue utilizada por el administrado para indicar que la vegetación se está regenerando en esas áreas.

737. Sin embargo, las "plántulas de árboles" son especies esciofitas parciales, es decir, que requieren de mucha sombra durante las primeras etapas de su vida, pero, durante su etapa adulta requiere de mucha luz para seguir viviendo[494], lo cual quiere decir que esas plántulas de arboles observadas por SERFOR perecerán dado que el ambiente donde se encuentran les brinda demasiada luz solar lo cual repercute en su desarrollo.

738. Por lo tanto, las especies que acreditarían que se está regenerando la vegetación ribereña comprenderían especies heliófitas (hierbas y arbustos) que tienen periodos de vida relativamente cortos y florecen[495] y fructifican con celeridad[496].

739. Por lo tanto, no se verifica que los rebrotes observados por el SERFOR establezcan el reestablecimiento de la vegetación secundaria del área afectada por el derrame de Imaza.

Sobre la reversibilidad del desbroce de la vegetación ribereña

---

493 En la medida que el propio OEFA determinó que el área afectada fue de 40 200 m2.

494 Sánchez, O. *et al.* "Flora arbórea y caracterización de gremios ecológicos en distintos estados sucesionales de la selva mediana de quitana roo". En revista: Foresta Veracruzana, 2007, pp.9(2): 17-26.

495 Además de demandar de mucha radiación solar directa para poder vivir.

496 Sánchez, O. *et al.* "Flora arbórea y caracterización de gremios ecológicos en distintos estados sucesionales de la selva mediana de quitana roo". En revista: Foresta Veracruzana, 2007, pp.9(2): 17-26.

740. Al producirse la falla del oleoducto en Imaza se afectó también la vegetación ribereña de la quebrada Inayo, y ríos Chiriaco y río Marañón[497], los cuales son sustento de vida dado que brindan materia orgánica, reducen la velocidad de las corrientes de agua y crean zonas de calma favorables para la vida de mamiferos e insectos alados que tienen capacidad de inmersión[498], así como anfibios.

741. Así, al generarse la impregnación por el hidrocarburo, y posterior necesaria limpieza por parte del administrado, se afectó a toda la vegetación ribereña, perdiéndose todo este equilibrio del ecosistema, dado a que también se afectó a los animales que tenían sus hábitats allí. Lo anterior se verifica en la merma de riqueza y abundancia de especies[499] próximos al derrame.

742. En ese sentido, aun cuando la vegetación ribereña sea de crecimiento rápido, ello no enerva los impactos generados en la vegetación, insectos, mamíferos menores y anfibios. Por lo tanto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo del PAS.

743. En ese sentido, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo del PAS.

g. Conclusión

744. Conforme a lo expuesto en el presente acápite, en el presente caso se verificó que Petroperú generó daño potencial y real a la flora, la fauna acuática y terrestre, así como al zooplancton y macroinvertebrados bentónicos, que habitan en el suelo y agua de los ecosistemas próximos al punto de rotura del ducto del ONP, la quebrada Inayo, y los ríos Chiriaco y Marañón[500].

745. Del análisis realizado en el presente ha quedado acreditado que Petroperú es responsable de las siguientes infracciones:

- Petroperú es responsable por no haber realizado las acciones de mantenimiento al km 440+781 del ONP, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó **daño potencial a la flora y fauna**; conducta que infringe el Artículo 24° de la LGA, el Artículo 15° de la Ley del SEIA, el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA, y el Artículo 8° del RPAAH;

- Petroperú es responsable por no haber realizado las acciones de mantenimiento al km 440+781 del ONP, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó **daño real a la flora y fauna**; conducta que infringe el Artículo 24° de la LGA, el Artículo 15° de la Ley del SEIA, el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA, y el Artículo 8° del RPAAH;

- Petroperú es responsable por no haber adoptado las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencia, lo cual ocasionó **daño potencial a la flora y fauna**; conducta que infringe el Artículo 66° del RPAAH.

---

497 Página 30 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/D.S-HD, contenido en el disco duro compacto que obra al folio 816.

498 Es decir, que permanecen sumergidos en el agua. Granados, D. *et al.* "Ecología de las zonas ribereñas". En revista: Chapingo serie ciencias forestales y del ambiente, 2006, pp. 12(1): 55-59.

499 Como el zooplacton y otros microorganismos sobre los cuales se efectuó monitoreos.

500 Es decir, se configuró el contacto del hidrocraburo con la vegetación riparia (población).

- Petroperú es responsable por no haber adoptado las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencia, lo cual ocasionó **daño real a la flora y fauna**; conducta que infringe el Artículo 66° del RPAAH.

I.2. ANÁLISIS DE LOS DAÑOS A LA SALUD HUMANA GENERADOS POR EL DERRAME DE PETRÓLEO CRUDO EN IMAZA

746. Considerando que la configuración del daño a la salud tiene distintos componentes[501]; se identifica que en el expediente se tienen medios probatorios distintos a los identificados por la DS en sus visitas de supervisión de enero y febrero del 2016, y que corresponden a los hechos verificados por el Ministerio de Cultura, la DIRESA Amazonas, el MINAGRI, SANIPES e INDECI, en sus visitas inspectivas a las zonas aledañas al derrame de Imaza, razón por la cual se describirán a continuación los principales hechos identificados por dichas instituciones.

a. Hechos verificados por el Ministerio de Cultura

747. El Ministerio de Cultura, mediante Oficio N° 000061-2016/VMI/MC[502] del 19 de febrero de 2016, remitió al OEFA el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC denominado "Informe sobre situación del derrame de Petróleo en el ONP en la progresiva 400 + 785 del tramo II, ubicado en el distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas", elaborado por la Dirección de Políticas Indígenas del Viceministerio de Interculturalidad.

748. Este informe refiere a los hechos verificados en la visita inspectiva realizada el 13 de febrero[503] por un especialista de la Dirección de Políticas Indígenas del Ministerio de Cultura a las comunidades nativas afectadas por el derrame de crudo de petróleo en el distrito de Imaza[504], en los que se indicaron los siguientes datos del distrito y de las comunidades presuntamente afectadas:

Tabla N° 72: Perfil demográfico del distrito de Imaza de acuerdo al Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC[505]

Población	19,122 personas, de acuerdo al censo del INEI.
Comunidades Nativas	92 comunidades, todas identificadas como parte del pueblo awajún
Indicadores	El 6.8 de la población no cuenta con los servicios básicos (agua, desague y alumbrado electrico). La tasa de analfabetismo es del 17.3% La tasa de desnutrición crónico en menores de 5 años de edad es del 56.5% El porcentaje de población en situación de pobreza es del 78.1% El porcentaje de población en situación de pobreza extrema es del 42.7% El porcentaje de población que no tiene ningúm seguro de salud es del 47.2%

Fuente: Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC.
Elaboración: DFAI.

501 Como el componente fisico (salud fisica), mental, social y espiritual.

502 Página 10 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

503 De acuerdo al informe, esta visita fue efectuada por un especialista de la Dirección de Políticas Indígenas, un supervisor del Ministerio del Ambiente, la Fiscal adjunta de la Fiscalía Provincial Mixta de Imaza y un representante de la Fiscalía de Medio Ambiente de la provincia de Bagua.

504 De la provincia de Bagua, en la región de Amazonas.

505 Página 7 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

Tabla N° 73: Información General de las Comunidades Nativas afectadas[506]

N°	Nombre de la comunidad nativa	Nombre de los centros poblados censales ubicados en su ámbito	Datos básicos de la comunidad
1	Umukai	Umukai	Comunidad reconocida y titulada y es del pueblo awajun.
2	**Pakuy**	Yagunga, Puerto Pacuy y **Pakuy**	
3	**Wachapea**	**Wachapea** y Chillacanday	
4	**Nazareth**	**Nazareth** y Alto Dapinza	
5	La Curva	Curva	

Fuente: Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC.
Elaboración: DFAI.

749. Según refiere el especialista del Ministerio de Cultura, las comunidades se dedican en los ríos afectados por el derrame -río Chiriaco y Marañón- predominantemente a la agricultura a pequeña escala, la caza, la pesca (principal actividad de subsistencia) y la recolección de especies medicinales con fines de autoconsumo y comercio[507] realizan actividades de pesca (principal actividad de subsistencia).

750. Asimismo, el 13 de febrero, el especialista visitó la quebrada Inayo, donde observó que a dicha fecha Petroperú instaló 7 barreras industriales y artesanales en la quebrada Inayo. Adicionalmente, se entrevistado con un funcionario de la empresa, quien le habría manifestado que se había contratado a 300 obreros de la zona, de los cuales 90% son awajun y 10% mestizos, que cumplen la función de:

> *"a. Confinación de producto*
> *b. Recuperación del crudo de petróleo a través de barreas industriales y artesanales colocadas para prevenir la fuga de crudo (…)*
> *c. Capacitación a obreros y **voluntarios** que recogen el crudo de petróleo, además de charlas de prevención, así como entrega de implementos para el recojo de crudo para prevenir enfermedades"*[508].

751. En dicho informe se hizo referencia además a que durante la visita de campo, se identificaron obreros de la etnia awajún, cuya labor estaba enfocada en la reparación del ducto en el punto de derrame, y en la quebrada Inayo; y que en los márgenes del río Chiriaco, no se encontraba personal de Petroperú sino voluntarios entre los que se encontraban niños; y, que Petroperú ante la identificación de que los niños también se dedicaban a dicha actividad, habría emitido un comunidado:

> *"encontramos que la empresa ha dispuesto la contratación de 300 obreros de la zona, los cuales son en un 90% pertenecientes a la etnina Awajun (…) no obstante esto, según el reporte de campo del comisionado, se informa que la labor de estos trabajadores se limita al área de reparación del oleoducto y las barreras industriales y artesanales.*
>
> *Por el contrario, **las labores de remediación en la zona afectada en el río Chiriaco**, a donde llegó el derrame luego del rebalse, **vienen siendo realizadas por voluntarios (…) se ha podido apreciar a niños, jovenes, mujeres y adultos juntando el crudo de petróleo en cada puerto de la comunidad. Sobre esto, la empresa emitió un comunicado solicitando que los niños dejen de participar en estas actividades**".*
> *(resaltado y subrayado agregado).*

752. Lo indicado por el especialista del Ministerio de Cultura, y finalmente recogido en el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC, referido a que niños, jovenes y adultos estaban en contacto directo con el hidrocarburo proveniente del derrame de Imaza, se verifica con las fotografías adjuntas al citado informe, donde se observan 3 niños no mayores de 7 años con extremidades inferiores cubiertas de crudo, además de una

506 Página 7 y 8 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

507 Cuadro N° 1 del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC de la Dirección de Políticas Indígenas del Ministerio de Cultura, que obra en la página 103 del documento digitalizado denominado "Informe Complementario N° 1171-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

508 Ver página 6 y 7 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

mujer cuyos pies y pantorrillas también muestran la presencia de petróleo con su piel[509]:

Tabla N° 74: Fotografías del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/CMI/MC



"Los niños de Nazareth juntando crudo"	*"Una señora de la CC.NN de Pakui junta el crudo".*

*Se colocó barras en los rostros de las personas de las fotografías con el fin de preservar su derecho a la intimidad.
Fuente: Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/CMI/MC.
Elaboración: DFAI.

753. El informe concluyó que la empresa no contaría con la previsión del recojo de petróleo por parte de menores edad; y, recomendó además que Petroperú debe utilizar canales de comunicación apropiados y pertinentes linguisticamente para la zona, para garantizar la cobertura de la información acerca del plan de contingencia en todas las comunidades, y que, finalmente, la empresa posteriormente debe realizar reuniones informativas a fin que la población conozca el balance de las acciones de limpieza y remediación[510].

b. Hechos verificados por la Dirección Regional de Salud de Amazonas

754. El literal k) del Artículo 49° de la Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales, que establece que corresponde a los gobiernos regionales promover y preservar la salud ambiental en su región.

755. El Gobierno Regional de Amazonas (en adelante, GORE Amazonas) ejecuta las acciones necesarias de prevención y control de riesgos y daños ante emergencias,

---

509 Cuadro N° 1 del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC de la Dirección de Políticas Indígenas del Ministerio de Cultura, que obra en la página 103 del documento digitalizado denominado "Informe Complementario N° 1171-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

510 Ver página 12 y 14 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente:

"V. CONCLUSIONES
El Plan de Contingencia de Petroperú no previene el trabajo de menores en el recojo de crudo de petróleo (...). Es importante recalcar que PETROPERÚ publicó un comunicado para que estas actividades dejen de ser realizadas por niños y los voluntarios reciban capacitaciones e indumentarias adecuadas para el recojo del crudo".

(...)

"VI. RECOMENDACIONES

5. Solicitar a PETROPERÚ, utilizar canales de comunicación apropiados y pertinentes linguisticamente para la zona, para poder garantizar la cobertura de la información acerca del plan de contingencia en todas las comunidades.

6. Solicitar a PETROPERÚ, tener un sistema de monitoreo y supervisión del recojo de crudo de petróleo para evitar el trabajo de menores de edad, y para evitar que la población trabaje en condiciones en las que ponen en riesgo su salud"

(...)

8. Solicitar a PETROPERÚ que elabore un Plan de Retiro luego de concluida la etapa de remediación, que podría contener un cronograma de reuniones informativas para exponer el balance del proceso de limpieza y la implementación de un programa de monitoreo comunitario posterior al proceso, a fin de asegurar de manera participativa la sostenibilidad social de la remediación, teniendo en cuenta el impacto que han tenido las actividades de remediación en las dinámicas (...) de las comunidades afectadas".

como el caso de los derrames producidos en el ONP, de acuerdo a los literales g) e i) del literal B del Artículo 66° del Reglamento de Organización y Funciones del GORE Amazonas, aprobado mediante Ordenanza Regional N° 377-2015-GOBIERNO REGIONAL AMAZONAS/CR:

> ***Ordenanza Regional N° 377-2015-GOBIERNO REGIONAL AMAZONAS/CR***
>
> *"B.- En materia de salud*
> *(...)*
> *g) Organizar, implementar y mantener los servicios de salud para la prevención, protección, recuperación y rehabilitación en materia de salud, en coordinación con los gobiernos locales;*
> *(...)*
> *i) Conducir y ejecutar coordinadamente con los órganos competentes la prevención y control de riesgos y daños de emergencias y desastres".*

756. En atención a estas competencias, de la revisión del expediente se cuenta con el Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB; "Informe se Seguimimento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016"; y, el Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016", cuya información se expondrá a continuación.

b.1. Información contenida en el Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB

757. El día 28 de enero del 2016, el Coordinador de Salud Ambiental de la Red de Salud Bagua, en conjunto con el personal responsable de Salud Ambiental de la microred Chiriaco[511] realizaron una inspección al Caserío Inayo, en la que concluyeron que: (i) el petróleo crudo alcanzó la quebrada Inayo, existiendo 3 kilómetros aproximadamente desde este punto hasta la desembocadura del río Chiriaco[512]; y, (ii) la quebrada Inayo es tributaria del río Chiriaco y su agua es utilizada para el riego de parcelas de cultivos[513].

758. El día 9 de febrero del 2016[514], el personal responsable de Salud Ambiental de la Microred Chiriaco y el Coordinador de Salud Ambiental de la Red de Salud Bagua recorrieron las áreas afectadas por petróleo crudo, e identificaron lo siguiente[515]:

- El petróleo crudo fue arrastrado hasta el río Chiriaco, desde la quebrada Inayo;
- El petróleo crudo llegó desde el río Chiriaco, al río Marañón;

511 El personal encargado de llevar a cabo esta tarea fue: el biólogo Edgar Iván Berrospi Torres: Jefe de la Unidad de Salud Ambiental de la Red de Salud; y, el Técnico en Enfermería Samuel Bustamante Sánchez: Equipo técnico de salud ambiental -RSB. Ver página 388 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

512 Punto 1.5 del Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB. Ver página 387 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra en el folio 816 del expediente.

513 Punto 1.4 del Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB. Ver página 387 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra en el folio 816 del expediente.

514 Ver página 388 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente:

"Los días 28 de enero y 09 de febrero del año en ccurso, los profesionales que se citan a continuación, recorrieron el área afectada por derrame de petróleo, con la finalidad de identificar los riesgos sanitarios y la situación actual del agua para cosumo humanno (...)".

515 Ver página 388 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente:
"- El día 09/02/2016 (...) se produce el incremento del caudal de la quebrada Inayo, originando que el nivel del agua de dicha quebrada aumente, produciéndose el colapso de los puntos donde se venía acumulando el crudo de petróleo para su recuperación.
- Producto del colapso de los puntos de recuperación del crudo de petróleo (...) el crudo de petróleo es arrastrado aguas abajo llegando hasta el río Chiriaco (del cual la quebrada Inayo es tributario).
- Posteriormente el crudo de petróleo llega hasta el río Marañón y en su recorrido el crudo de petróleo viene afectando a las ccomunidades asentadas a orillas tanto del río Chiriaco como del río Marañón".

759. Los días 10 y 11 de febrero, una brigada multidisciplinaria de salud se trasladó a la zona del derrame, e identificó personas que se encontraban en contacto directo con el crudo, sin protección, a quienes se les brindó consejería para evitar los efectos nocivos derivados de la exposición. Los resultados de esta segunda inspección fueron recogidos en el Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB del 14 de febrero del 2016[516]. Cabe indicar que el citado informe, contiene fotografías en las que se observa a pobladores con extremedidades cubiertas con crudo[517].

760. Una de las recomendaciones del citado informe fue que se declare la zona en emergencia por un plazo de 90 días, frente al riesgo de exposición a la contaminación del crudo[518] de toda la población que se encontraba bajo la jurisdicción de la Microred Chiriaco (ascendente a 6,160 habitantes[519]), quienes se atienden un centro de salud nivel I-3 (Centro de Salud Chiriaco) y un puesto de salud nivel I-2 (Puesto de Salud Nazareth) muy accesibles geográficamente desde las comunidades.

761. Por las consideraciones expuestas, es que el GORE Amazonas concluyó en el Informe Técnico N° 005-2016-G.R. AMAZONAS/DRSA/DSA-ASB del 14 de febrero de 2016, que, todos los habitantes (6160) de la jurisdicción de la Mircrored de salud Chiriaco, están en riesgo de ser expuestos al petróleo presente en los ríos Chiriaco y Marañón[520]:

> *"4.0 **CONCLUSIONES***
>
> *(...)*
>
> - *Producto de la contaminación de los ríos Chiriaco y Marañón, actualmente 6,160 habitantes residentes en la rivera de estos ríos antes mencionados (solo en la jurisdicción de la micro red de salud de Chiriaco), se encuentran expuestos a dicha contaminación, puestos que estos ríos son empleados para la pesca como para el baño (recreacional), lo cual estaría ocasionando riesgo al ambiente y a la salud de las personas."*
>
> (El subrayado ha sido agregado).

762. Cabe indicar que el 15 de febrero del 2016, el GORE Amazonas de Amazonas declaró en emergencia sanitaria el Sistema de Abastecimiento de agua para consumo humano por el derrame ocurrido en el distrito de Imaza, de la jurisdicción de la micro Red de Chiriaco, por el plazo de 90 días calendarios[521], mediante la emisión de la Resolución Directoral Regional Sectorial N° 1101-2016-GOBIERNO REGIONAL AMAZONAS/DRSA.

763. En base la información expuesta, el mismo 15 de febrero del 2016, la Dirección General de Salud Ambiental del Ministerio de Salud, también declaró en emergencia sanitaria la calidad de agua para consumo humano en el distrito de Imaza, por 90 días calendario.

---

516 El personal encargado de llevar a cabo esta tarea fueron el biólogo Edgar Iván Berrospi Torres: Jefe de la Unidad de Salud Ambiental de la Red de Salud; y, el Técnico en Enfermería Samuel Bustamante Sánchez: Equipo técnico de salud ambiental -RSB.

Ver página 388 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

517 Ver página 396 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

518 No debe confundirse el riesgo de exposición, con el contacto (exposición) directa al crudo.

519 Ver página 389 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra a folio 816 del expediente.

Se identificó a 6160 en riesgo de exposición, debido a que se sumó el total de población de las Comunidades Nativas de La Curva (113), Wachapea (357), Nuevo Progreso (498), Pakun (340), Nazareth (398), Samaren (82); y, Chiriaco (3832), que podrían exponerse al crudo en el río Chiriaco.

Cabe indicar que las comunidades se identificaron por estar dentro del ámbito de competencia de mi Microred Chiriaco, del distrito de Imaza.

520 Página 4 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

521 Disponible en: http://www.regionamazonas.gob.pe/sede//intranet/archivos/documentos/diresa/gestion/2016/02/rs2016_394.pdf

764. Dicha declaratoria de emergencia del sector salud también dispuso una serie de medidas de seguridad entre las que se incluyen incremementar la frecuencia de la vigilancia sanitaria de los sistemas de abastacimiento de agua, así como realizar acciones de asistencia técnica y logísticas para la implementación de los sistemas de abastacimiento de agua para consumo humano.

b.2. Información contenida en el "Informe se Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016"

765. En atención a que el 11 de febrero se identificó población que entró en contacto directo con el crudo, y que en el Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB se recomendara identificar en un padrón a los pobladores que tuvieron contacto directo con petróleo, la DIRESA Amazonas programó llevar a cabo el censo de los afectados[522].

766. Del 16 al 19 de febrero una brigada integreda por un médico, 2 licenciados e enfermería, un biólogo, una obstetra y 3 técnicos en enfermería se desplazó por las principales comunidades afectadas, esto es, la Comunidad Nativa de Pakún, Wachapea, Nuevo Progreso, y Nazareth, para llevar a cabo una identifcación (censo) de las personas que habían tenido contacto directo con el crudo el día 9 de febrero del 2016, y determinar si en estas personas existían síntomas relacionados con dicha sustancia. Este censo realizado por la DIRESA Amazonas, tuvo como finalidad identificar con nombre, apellido, edad, sexo, fecha de contacto, y si se utilizó o no protección[523], a las personas que tuvieron directo con el crudo.

767. Producto de esta evaluación, el día 16 de febrero se censó a la población que tuvo contacto directo con el petróleo crudo de la Comunidad Nativa de Pakún, el día 17 de febrero a la Comunidad Nativa de Wachapea, el 18 de febrero a la Comunidad Nativa de Nuevo progreso; y, el día 19 de febrero a la Comunidad Nativa de Nazareth. De la evaluación realizada, la DIRESA Amazonas identificó que en Pakún hubieron 166 expuestos directos, pero solo 2 personas presentaron sintomatología relacionada a la exposición al petróleo; en el caso de Wachapea se identificó a 189 expuestos, y 22 personas con sintomatolgía relacionada al crudo; en Nuevo Progreso 247 expuestos directos, pero 15 con sintomatología.

768. En el caso de Nazareth la DIRESA Amazonas logró censar a la población expuesta que asciende a 41, pero la actividad se suspendió antes de determinar el número de personas con sintomatología de esta comunidad debido a exigencias de las autoridades locales.

769. Los datos referidos se han consolidado a manera de resumen en el siguiente cuadro, donde se recogen tanto los días de visita a cada comunidad, como el número de población censada y el número de personas identificadas con sintomnatología relacionada a crudo:

522 Adicionalmente, el 18 de febrero, la brigada de emergencias y desastres de la Red de Slaud de Bagua, trasladó y entregó 33 bidones de 10 litros de agua mineral a cuarenta (40) familias de la comunidad nativa de Wachints quienes consumen agua directa del río Marañón.

523 Ver el cuadro "Relación de personas atendidas que tuvieron contacto con petróleo crudo, Imaza, febrero 2016", Página 410 a 418 del archivo digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

Tabla N° 75: Días de visita de la Brigada de Salud de Imaza a las Comunidades de Pakún, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth

Fecha de intervención de la Brigada de Salud	Comunidad Nativa	Resultados
16 de febrero	Comunidad Nativa de Pakún	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en **34 expuestos**. - De estas 189, se identificó **2 personas** con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo.
17 de febrero	Comunidad Nativa de Wachapea	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en **115 expuestos**. - De estas 247, se identificó a **23 personas** con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo.
18 de febrero	Comunidad Nativa de Nuevo Progreso	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en **53 expuestos**. - De estas 247, se identificó a **15 personas** con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo.
19 de febrero	Comunidad Nativa de Nazareth	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en **41 expuestos.** - Sin embargo, la actividad se suspendió debido a que un médico contratado por la Organización de Pueblos Indígenas y Amazónicos (ORPIAN) y las autoridades locales rechazaron la actividad de seguimiento, al exigir la presencia de especialistas médicos ccomo dermatólogos. En ese sentido, de la comunidad de Nazareth, se tiene el número de personas que entraron en contacto con el petróleo, pero no se tiene datos de cuáles de ellas presentaron sintomatología relacionada a dicha sustancia.
TOTAL DE EXPUESTOS		**243 personas**
TOTAL DE EXPUESTOS CON SINTOMATOLOGÍA RELACIONADA AL CRUDO		**39 personas**[524]

Fuente: Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016"[525].

770. Asimismo, el 20 de febrero, se realizó una asamblea con participación de autoridades políticas del congreso de la República, alcalde de la Municipalidad de Imaza, APUs de las comunidades afectadas, Petroperú, entre otros; en la que se informó a la población de Nazareth sobre las actividades para intervenir las localidades afectadas con especialistas.

771. Siguiendo dicho análisis, en base a la previa identificación de las personas que tuvieron exposición directa (243), la DIRESA Amazonas determinó que 39 personas presentaron sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo.

772. Los resultados del número de personas con síntomas, así como información relativa a su edad, comunidad de procedencia, síntomas y especificadad de cuándo estuvieron expuestas se cita a continuación:

---

524 Debe reiterarse que las personas expuestas en Nazareth no fueron evaluadas para determinar sus síntomas, por lo que el número de 39 pudo ser mayor.

525 Ver página 401 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra a folio 816 del expediente.

Tabla Nº 76: Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016[526]

"Anexo 4. Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo

Nº	NOMBRES*	M	F	EDAD	CC.NN.	EXCEMAS	CEFALEA	NÁUSEAS	DOLOR, DISTINCIÓN ABDOMINAL	FEC_EXP	FECHA_INT
1	[redacted]		X	21	PAKÚN		1			09/02/2016	16/02/2016
2	[redacted]		X	12	PAKÚN	1				09/02/2016	16/02/2016
3	[redacted]	X		10	PAKÚN		1			09/02/2016	17/02/2016
4	[redacted]		X	35	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
5	[redacted]	X		25	WACHAPEA		1		1	09/02/2016	17/02/2016
6	[redacted]	X		11	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
7	[redacted]	X		10	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
8	[redacted]		X	14	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
9	[redacted]	X		12	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
10	[redacted]	X		10	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
11	[redacted]		X	14	WACHAPEA					09/02/2016	17/02/2016
12	[redacted]		X	5	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
13	[redacted]		X	15	WACHAPEA	1	1		1	09/02/2016	17/02/2016
14	[redacted]		X	48	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
15	[redacted]	X		15	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
16	[redacted]		X	46	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
17	[redacted]		X	7	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
18	[redacted]		X	41	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
19	[redacted]	X		13	WACHAPEA		1	1		09/02/2016	17/02/2016
20	[redacted]	X		28	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
21	[redacted]		X	27	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
22	[redacted]		X	55	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
23	[redacted]		X	32	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
24	[redacted]	X		37	WACHAPEA		1		1	09/02/2016	17/02/2016
25	[redacted]	X		3	NUEVO PROGRESO		1			09/02/2016	18/02/2016
26	[redacted]	X		11	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
27	[redacted]	X		13	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
28	[redacted]	X		16	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
29	[redacted]		X	12	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
30	[redacted]	X		14	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
31	[redacted]	X		40	NUEVO PROGRESO	1	1			09/02/2016	18/02/2016
32	[redacted]	X		37	NUEVO PROGRESO		1			09/02/2016	18/02/2016
33	[redacted]	X		21	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
34	[redacted]	X		14	NUEVO PROGRESO		1			09/02/2016	18/02/2016
35	[redacted]	X		27	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
36	[redacted]	X		10	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
37	[redacted]	X		25	NUEVO PROGRESO		1	1		09/02/2016	18/02/2016
38	[redacted]	X		53	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
39	[redacted]	X		38	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016

(…)".

***Todos los nombres de las personas que presentaron los síntomas asociados con hidrocarburos, inlcuídos los menores de edad, han sido omitidos por considerarse que es información relacionada a su salud e intimidad.**

773. De la información consignada por la DIRESA Amazonas, se identifica que el niño más joven que tuvo contacto directo con el petróleo proveniente del derrame de Imaza, y presentó sintomatología relacionada a una exposición agua con el crudo, tuvo la edad de 3 años de edad, seguido de un niño de 5 años, 4 niños de 7 a 12 años, y 5 adolescentes de 13 a 14 años:

[526] Ver páginas 419 a 420 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra a folio 816 del expediente.

Tabla Nº 77

RANGO DE EDAD	Nº DE AFECTADOS	FECHA DE EXPOSICIÓN DIRECTA AL CRUDO
De 3 a 5 años	2 niños	09/02/2016
De 7 a 10 años	4 niños	09/02/2016
De 11 a 12 años	4 niños	09/02/2016
De 13 a 14 años	5 niños	09/02/2016

Fuente: Anexo 4. Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo del Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016.
Elaboración: DFAI.

774. El 22 de febrero se emite el "Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016", en el que, en base a la presencia de hidrocarburos en los ríos Chiriaco y Marañón se determinó la existencia de un riesgo epidémico en la exposición que tuvo contacto dérmico con el petróleo crudo:

*"**Análisis de riesgo potencial epidémico***
Según el análisis de daños y necesidades en salud, basados en la magnitud del desastre y basados en la hoja de datos de seguridad de Petroperú, se determinó el riesgo de potencial epidémico, en la población en riesgo.

La población de las comunidades nativas tuvo exposición dérmicca con el petróleo por lo cual se espera: casos de irritación, sequedad o desgrase de la piel. En algunos casos el contacto repetido puede ocasionar dermatitis y foliculitis.

Por el riesgo de inhalación: dolor de cabeza, irritación nasal y respiratoria, náuseas, somnolencia, dificultad para respirar, depresión del sistema nervioso central y pérdida de la conciencia.
(...)".

775. Asimismo, en el "Informe se Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016", se hace referencia a la identificación de las personas que tuvieron el contacto dérmico con los hidrocarburos, así como la tasa de incidencia de sintomatología asociada a ella:

*"Hasta el 19 de febrero, se identificó 243 personas expuestas al petróleo sin protección, con una tasa de exposición de 16% (243/1395), de ellas el **27.5% (67/243) fueron menores de edad de 14 años**, y el mayor porcentaje de población expuesta se encuentra en el rango entre 15 a 29 años representando el 40,7% (99/243) de los expuestos. En relación al sexo los más expuestos fueron de sexo masculino quienes representaron el 58.8%. La tasa de ataque en los expuestos es de 16% es decir por cada 100 expuestos 16 presentaron algún signo sugerente de intoxicación".*

(resaltado y subrayado agregado)

b.3. Información contenida en el "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016"

776. En el "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016"[527] del 30 de diciembre del 2016, la DIRESA Amazonas indicó que el petróleo –o sus componentes– pueden entrar en contacto con el cuerpo humano a través de tres rutas: la absorción por la piel; la ingestión de comida y bebida y, la inhalación a través de la respiración; y, que son los habitantes de las áreas de actividad petrolera los que se enfrentan con una potencial exposición a cualquiera de las tres rutas.

527 Folio 748 del expediennte.

777. Asimismo, refirió que los efectos en el hombre ante una intoxicación aguda al petróleo crudo no son de duración permanente, a menos que las concentraciones de los compuestos sean inusualmente altas.

778. La DIRESA Amazonas indicó también que las referidas exposiciones irritan la piel, causan irritación de los ojos ante un contacto accidental o por la exposición a sus vapores, y pueden producir nausea, vértigo, dolores de cabeza o mareos en una exposición prolongada o repetida a bajas concentraciones de sus compuestos volátiles:

> *"Los efectos en el hombre ante una exposición aguda al petróleo crudo son principalmente transitorios y de corta duración a menos que las concentraciones de los compuestos sean inusualmente altas. Tales exposiciones irritan la piel, causan irritación de los ojos ante un contacto accidental o por la exposición a sus vapores, y pueden producir nausea, vértigo, dolores de cabeza o maeros en una exposición prolongada o repetida a bajas concentraciones de sus compuestos volátiles".*

779. Respecto de ello, indicó que ante la emergencia sucitada por el derrame de Imaza, del 1 al 6 de marzo del 2016, en las localidades consideradas con riesgo por derrame de petróleo y con mayor población se desplazaron dos brigadas de salud cada una integrada por un médico, biólogo, rnfermero y Técnico en enfermería

780. Durante la intervención se atendió en consulta médica a 463 personas, los medicamentos entregados fueron a libre disposición (sin importar el seguro de salud) fueron medicamentos entregados por el Ministerio de Salud - MINSA, así mismo se realizó sesiones educativas sobre cloración del agua a 410 personas y visitas domiciliarias para consejería sobre cloración de agua domiciliaria a 245 personas, en cada comunidad visitada se entregó insumos para la cloración del agua.

781. Por otra parte, se refirió a que hasta el 20 de marzo del 2016 se distribuyeron 374 bidones para cloración de agua, en las comunidades con mayor riesgo ubicadas en la ribera del rio Chiriaco:

Tabla N° 78: Entrega de bidones para cloración de agua

Total de bidones repartidos	N°	Fecha
CAS INAYO	18	29/02/2016
CC NN PAKUN	90	01/02/2016
CC NN WACHAPEA	110	01/02/2016
CC NN NUEVO PROGRESO	115	01/02/2016
CC NN NAZARETH	41	25/02/2016
TOTAL	**374**	

Cuadro N° 5 Del "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016".
Elaboración: DFAI.

782. En ese sentido, y tomando en consideración todas las actividades descritas como antecedentes[528] en los informes descritos anteriormente[529], el "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016" concluye que existieron 243 personas expuestas directamente al crudo, de las cuales 39 presentaron sintomatología directamente relacionada a los hidrocarburos. Adicionalmente, se indicó que en las actividades de

528 En la medida que dicho informe también indica que el 16 de marzo se instaló la planta de tratamiento de agua potable, ubicada en el Puesto de Salud Nazaret; para tal fin hubo cooperación de DIGESA, Municipalidad de Imaza y Petroperú. La referida planta puede potabilizar diariamente hasta 2 500 litros de agua; y, con esta agua directamente se benefició la población de la comunidad nativa Nazaret, y de forma indirecta las comunidades de Wachapea, Pakun y Nuevo Progreso.

529 Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB; e, "Informe se Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016".

seguimiento a los casos, realizado en los seis meses posteriores a la exposición, no se identificó sintomatología sugerente a nueva intoxicación[530];

783. Finalmente, respecto de las actividades de control de daños a la salud, el informe refirió lo siguiente:

- Las actividades de prevención y control de daños a la salud por efectos del derrame de petróleo se realizaron desde el 26 de enero hasta el 30 de mayo del 2016, de acuerdo a un plan de intervención dirigido por la Red de Salud Bagua, con participación de la DIRESA Amazonas y el MINSA;
- Las comunidades afectadas están ubicadas a 10 minutos vía terrestre del centro de salud Chiriaco nivel I-3 con dos equipos básicos de salud, y en la comunidad nativa Nazareth que se ubica un puesto de salud nivel I-1 con un equipo básico de salud incluyendo Médico.

b.4. Información contenida en el "Informe de seguimiento a la población que presentó sintomatología ante la exposición de derrame de petróleo febrero 2016"

784. En el "Informe de seguimiento a la población que presentó sintomatología ante la exposición de derrame de petróleo febrero 2016" del 20 de febrero del 2017[531] se hizo una relación de las acciones llevadas a cabo por la DIRESA Amazonas para efectuar el seguimiento a las 39 personas que presentaron sintomatología relacionada con hidrocarburos en febrero del 2016.

785. Sobre ello, la DIRESA refirió que entre el 15 y 16 de febrero del 2017 se trasladaron a las comunidades de Pakun, Wachapea y Nuevo Progreso[532] miembros de efectuar la vigilancia epidomológica de metales pesados de la oficina de inteligencia Sanitaria, en coordinación con el jefe de la Microred Chiriaco, con la finalidad de brindar las facilidades para el desplazamiento de personal.

786. Producto de dicha visita, en el informe se indicó que en el seguimiento efectuado a la población identificada como expuesta, se presentan en forma esporádica más de un síntoma y/o signo, específicamente dermatitis y cefalea.

787. A su vez, en las conclusiones del informe se tiene que en las 39 personas que presentaron sintomatología relacionada a la exposición de petróleo en febrero del 2016, el síntoma más frecuente aún sigue siendo la cefalea; y, en segundo lugar, las infecciones de la piel (dermatitis)[533].

c. Hechos verificados por el MINAGRI

788. De acuerdo al Informe Nº 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA del 8 de marzo del 2016[534], el MINAGRI efectuó entre los días 03 y 04 de marzo 2016 una visita desde el cauce de la quebrada Inayo hasta la desembocadura del río Chiriaco.Producto de dicha inspección, el MINAGRI determinó que producto del derrame, se afectaron plantaciones de plátano, cacao y bambú[535]; además, se produjeron daños a cultivos

---

530 Debe entenderse que en la medida que no hubo otro derrame de hidrocarburos, y la población no volvió a exponerse directamente, no deberían presentarse nuevas intoxicaciones agudas (exposiciones agudas).

531 Ver folio 784 del expediente.

532 La visita ue efectuada porla Oficina de Inteligencia Sanitaria.

533 No obstante, la presentación de episodios de cefalea es esporádica y, algunos pobladores refirieron mareos, o malestar general que podrían estar relacionados a la exposición de hidrocarburos.

534 Dicho Informe fue remitido al OEFA mediante el Oficio Nº 066-2016-MINAGRI-DVDIAR con registro de trámite documentario Nº 2016-E01-026191. Ver folio 1448 del expediente.

535 Página 7 a 9 del Informe Nº 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA. Ver folio 1448 del expediente:

de arroz que estaban en etapa de floración debido a que el agua utilizada para el riego de dichas parcelas provenía de la quebrada Inayo:

> *"Con respecto a daños causados en cultivos de arroz, según nos informó los representantes del Gobierno Regional de Amazonas y el representante de Petroperú existen 10.750 ha de arroz, las mismas que están en plena floración (...) las 2 parcelas están juntas y en el mismo estadio de ciclo de cultivo.*
>
> *Al respecto se ha verificado in situ que, el agua para riego de las parcelas de arroz era captadas de la quebrada Inayo en el punto km 3.00, por lo que se ha clausurado temporalmente dicha bocatoma desde la fecha del derrame de petróleo, como se indicó anteriormente el cultivo estaba en plena etapa de floración y al no tener las condiciones adecuadas se ha perdido el cuajado del grano".*
>
> *(...)*
>
> *4.3 En cuanto al cultivo de arroz, según información tanto de los funcionarios de la Región Amazonas y de Petroperú, las pérdidas se determinarán después de la cosecha, sin embargo, de la evaluación realizada consideramos que se tendrá una pérdida del 30% aproximadamente (...)".*

789. Corresponde precisar que en el informe del MINAGRI también se hace referencia al porcentaje específico de cosecha de arroz que se podría perder, no obstante, esta pérdida de producción configuraría un hecho determinante en la población, sobre todo si se toma en cuenta que el porcentaje de pobres extremos -que no cubren su canasta básica- en el distrito de Imaza es de 42.7%.

d. Hechos verificados por el SANIPES

d.1. Primera intervención en Chiriaco

790. El SANIPES[536], mediante el Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA[537], del 6 de abril de 2016, reportó al OEFA los resultados de muestreo de recursos hidrobiológicos, realizados en la primera intervención 9 de marzo de 2016 efectuada en Imaza, debido al derrame de petróleo en Imaza en el que indicó lo siguiente:

- Sobre la identificación del exceso de cadmio: las muestras de las especies bagre, cambia, mota y boquichico, se encuentra fuera de los Límites Máximos Permisibles para Cadmio[538];

- Sobre la identificación del exceso de plomo: las muestras de las especies mota y boquichico, se encuentra fuera de los Límites Máximos Permisibles para Plomo[539];

791. Además de ello, las especies bagre y mota, son no conformes para las características de color, olor y textura, por presentar indicios de descomposición.

"En la parte baja de la línea de conducción del oleoducto, se visualiza en aproximadamente 1.00 ha, que por efecto de la explosión el crudo de petróleo ha salpicado en un radio de 70 a 80 m, aproximadamente, cubriendo las plantaciones de plátano y cacao, la cual ha sido limpiada y podada algunas otras.

Desde el punto 100 m. del curso de la quebrada Inayo hasta el punto 450 m. se visualiza parcelas de plantaciones de cacao, algunas de ellas están muy cerca a la rivera, las cuales podrían ser afectadas en sus raíces por el crudo de petróleo impregnado en los taludes del cauce; si consideramos la franja de libre disponibilidad de 7.5 m. a cada lado de la rivera del cauce, representaría aproximadamente 0.2 ha afectadas; los efectos se verían en aproximadamente 2 a 3 meses.

En los puntos 350 m. 400 m. y Km 3.00 se visualiza cepas de bambú (caña Guayaquil), las cuales también podrían ser afectados a través de sus raíces por estar muy próximos al cauce que fuera invadido por el crudo de petróleo".

536 Documento digitalizado denominado "OFICIO N° 148-2016-SANIPES-DE", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

537 Páginas 3 a la 11 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 148-2016-SANIPES-DE", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

538 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Cd}= 0.05mg/kg)

539 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Pb}= 0.3 mg/kg)

792. En base a lo anterior expuesto, SANIPES concluye que debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Chiriaco, siendo los metales plomo[540] y cadmio[541] indicadores de contaminación petrolera, conforme lo indicó el SANIPES:

> ***"INFORME N° 044-2016-SANIPES-DSNPA***
> ***CONCLUSIÓN***
> - *Debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Morona y Chiriaco. Siendo el plomo y cadmio indicadores de contaminación petrolera.*
> - *Debido a la posible afectación de las cuencas por el derrame en las zonas de Chiriaco y Morona, la población de peces, han migrado o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva, posterior al evento del derrame de petróleo crudo.*
>
> *(...)*
> - *Por lo anteriormente expuesto, los peces de las zonas afectadas (ríos Chiriaco y Morona) No son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de estas zonas".*
>
> *(Subrayado agregado)*

793. Asimismo, el plomo y el cadmio son metales bioacumulables que causan daño tóxico al ingerido por el ser humano, como parte la alimentación. Y debido a la afección de la cuenca Chiriaco, la población de peces ha migrado a otras áreas o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva producto del derrame de hidrocarburos.

794. Por ende, SANIPES señala que, durante la primera intervención a Chiriaco se determinó que los peces de la zona afectadas no son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de esta zona.

d.2. Segunda Intervención en Chiriaco

795. El SANIPES mediante el Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA[542], del 23 de junio de 2016, reportó al OEFA los resultados de muestreo de recursos hidrobiológicos, realizados en su segunda intervención de Chiriaco – Amazonas por el derrame de petróleo de Imaza en el que indicó lo siguiente:

- Sobre la identificación de exceso en cadmio: las muestras de las especies boquichico y mota punteada, obtenidas de los 3 puntos de la cuenca del río Chiriaco, no se encontraban dentro de los Límites Máximos Permisibles para Cadmio[543];

- Sobre la identificación de exceso en plomo: las muestras de las especies boquichico y cahuara, obtenidas de los 3 puntos de la cuenca del río Chiriaco,

---

540 Clapp R, Howe G, Mizrahi S. La extracción de petróleo y los impactos humanos a la salud en la concesión de Texaco en Ecuador. Una revisión bibliográfica. Ecuador. 2006.
Plomo: Es liberado en la combustión de carbón, petróleo y en las perforaciones. La exposición de largo plazo puede conducir a alteraciones cognitivas, debilidad en manos y tobillos, hipertensión, daños cerebrales y renales. Estudios en trabajadores expuestos han encontrado que puede causar cáncer de pulmón, estómago y cerebral. En los niños se ha demostrado ser un neurotóxico al interrumpir la sinapsis y afectar las zonas cruciales del aprendizaje y la memoria. En los años setenta, Needleman descubrió una correlación entre concentraciones dentales de plomo en niños y problemas de distracción, escasa organización, impulsividad e incapacidad para seguir instrucciones, problemas de lectura y secundarias incompletas. El plomo atraviesa la barrera placentaria y puede causar muerte intrauterina, precocidad y bajo peso al nacer.

541 Clapp R, Howe G, Mizrahi S. La extracción de petróleo y los impactos humanos a la salud en la concesión de Texaco en Ecuador. Una revisión bibliográfica. Ecuador. 2006.
Cadmio: Es eliminado en la combustión de fósiles. La inhalación es la principal vía de ingreso al organismo y puede causar problemas pulmonares, renales y fragilidad de los huesos. La exposición de 2 horas con este compuesto causa tos e irritación leve de garganta; de 4 a 10 horas aparecen síntomas como tos, presión esternal, dolor de pecho, dificultad respiratoria, sudoración, temblor y dolor de extremidades; de 8 horas en adelante aparece una severa dificultad para respirar, tos persistente, debilidad, malestar, anorexia, náusea, diarrea, micción frecuente en la noche, dolor abdominal, expectoración de sangre y postración. Las exposiciones a altos niveles pueden ser fatales y los que sobreviven pueden tener secuelas por años. Con la ingesta, el carácter irritante también aparece a nivel digestivo y se puede concentrar en riñones. Estudios en animales han demostrado que su absorción es mayor en niños y embarazadas con dietas bajas en calcio, proteína o hierro y ricas en grasas. Solo una escasa cantidad pasa la barrera placentaria.

542 Páginas 5 a la 19 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 364-2016-SANIPES/DSNPA", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

543 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Cd}= 0.05 mg/kg)

no se encuentran dentro de los Límites Máximos Permisibles para plomo[544];

- Sobre la toma de muestra testigo: la muestra tomada en el punto 1, corresponden a un Boquichico (muestra testigo), que se tomó en un lugar distante a la zona de impacto del derrame ocurrido en Chiriaco, y estás contienen niveles altos para los indicadores de cadmio y plomo.

796. No obstante lo indicado por el SANIPES en su muestra testigo, cabe señalar que el Boquichico no es una especie adecuada para usarlas como especies testigo, ello en razón de que dicha especie posee un patrón migratorio de medianas distancias (100 - 1000 km), y una muestra testigo debe de poseer un patrón migratorio corto[545].

797. Por lo tanto, el resultado analítico obtenido por la muestra testigo no desvirtúa ni contradice en análisis de causalidad entre el exceso de metales pesados en peces producto del derrame de hidrocarburos, realizado por el SANIPES en su primera intervención en Chiriaco.

e. Hechos verificados por el INDECI

798. En el Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0[546], el INDECI indicó que a población total del distrito de Imaza asciende a 7219 personas[547]; no obstante, a consecuencia del rompimiento de las contenciones del crudo de la quebrada Inayo, éste fue llevado hasta los ríos Chiriaco y Marañón afectando las siguientes localidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wanchints, Nazareth, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren, haciendo al último reporte del 27 de febrero del 2016, el siguiente número de afectados:

Tabla N° 79

Ubicación	Vida y salud		Agricultura - Infraestructura		
Distrito de Imaza	Personas afectadas	Personas heridas	Áreas de cultivos destruidos (has)	Áreas de cobertura natural destruidas	Animales perdidos
Distrito de Imaza	3222	243	17	30	70

Fuentes: "Centro de Operaciones de emergencia Regional de Amazonas: Oficina de Defensa Civil de la Municipalidad Provincial de Bagua y el Centro de Operaciones de Emergencia del Ministerio de Salud".
Elaboración: DFAI

799. Finalmente, el informe recomendó que se traslade la información descrita a la Presidencia del Consejo de Ministros a fin que se declare el estado de emergencia de las localidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wanchints, Nazareth, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren[548].

800. En ese sentido, mediante las actividades de seguimiento y vigilancia de INDECI, se permite tener cuantificación adecuada de las personas y comunidades afectadas por el derrame de Imaza.

544 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Pb}= 0.3 mg/kg)

545 Por eso se recomienda a las especies locales de los géneros *Hoplias*, *Salminus*, *Pterygoplichthys*, *Chaetostoma*, *Ancistrus*. Tambien se debe considerar que tengan hábitos alimenticios carnivoros, omnivoros o carroñeros.

546 Documento digitalizado que obra en el folio 816 del expediente.

547 Ver pág. 7 del Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0. Folio 816 del expediente.

548 Así como coordinar y efectuar las acciones inmediatas para la respuesta de la emergencia y la atención prioritaria a la población danminificada, en la zona de influencia de las localidades de Chiriaco, Chipee, Villa Hermoza, Inaza, Wanchints, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren.

801. Aunado a lo anterior, en el Informe de Emergencia N° 124-05/03/2016/COEN-INDECI//16:00 HORAS, el INDECI reafirma que la cifra de afectados al 3 de marzo del 2016 es de 3222 personas afectadas por el derrame de Imaza.

f. La declaratoción del estado de emergencia por el Decreto Supremo N° 014-2016-PCM

802. El Decreto Supremo N° 014-2016-PCM señaló que frente a la información remitida referida al derrame de Imaza[549]; se habrían producido daños de magnitud en la salud de la población y sus medios de vida, como se cita a continuación:

> *"el derrame de petróleo crudo **ha producido daños de magnitud en la salud de la población y sus medios de vida**, requiriéndose el apoyo del Gobierno Nacional; por lo que recomienda que la Presidencia del Consejo de Ministros considere la presentación de oficio de la Declaratoria del Estado de Emergencia de Oficio, por el plazo de sesenta (60) días calendario, por impacto de daños ocurridos en las localidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wachins, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren, distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas".*
>
> *(resaltado agregado)*

803. Por este motivo, la Presidencia del Consejo de Ministros (en adelante, PCM) declaró el Estado de Emergencia, por el plazo de sesenta días calendario, en las localidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wachins, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren, distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas, por los impactos de daños originados por el derrame de petróleo crudo del Tramo II del ONP.

g. Análisis de configuración de daños potenciales a la salud humana

g.1. El derrame de Imaza

804. En el presente caso, el 25 de enero se produjo el derrame de dos mil novecientos setenta y uno (2971) barriles de petróleo crudo[550] aproximadamente, en Imaza a la altura del km 440+781 del tramo II del ONP, el cual es un crudo extraído de la cuenca del Marañón de 22.3° API, conforme a lo indicó Petroperú en su Reporte final de emergencias ambientales[551].

805. Sobre el particular, de acuerdo a lo verificado por la Dirección de Supervisión en la supervisión del 13 al 17 de febrero del 2016 el crudo proveniente del km 440+781, se dispersó desde el punto de derrame hasta alcanzar la confluencia de la Quebrada Inayo con río Chiriaco, y desde allí discurrió por el río Chiriaco hasta llegar al río Marañón el cual presentaba manchas e iridiscencias de crudo[552].

806. Cabe indicar que en los márgenes del río Chiriaco por donde discurrió el crudo, habitan las Comunidades Nativas: Pakún, Chiriaco, Yangunga, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth. Asimismo, la zona identificada por Dirección de Supervisión como afectada por el derrame es habitada por los awajún, los mismos que se encuentran reconocidos en la lista de pueblos indígenas u originarios del Ministerio de Cultura[553].

---

549 Información alcanzada en el Informe Situacional N° 00001-2016-INDECI/11.0, el Reporte Complementario N° 224-27/02/2016/COEN-INDECI/01:00 horas y los Formatos 1 y 2 de Evaluación de Daños y Análisis de Necesidades – EDAN, elaborado por el GORE Amazonas.

550 Equivalentes a 472 389 litros de petróleo Página 141 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1.

551 Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-011610. Ver la página 105 del documento digitalizado denominado "ITA 190 y 191", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1 del expediente.

552 Ibídem.

553 Debe tenerse en cuenta que mediante la Ley N° 29785, Ley del Derecho de Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Orignarios reconocidos en el Convenio 169 de la organización Internacional del Trabajo (OIT) se creó la base de datos oficial de los pueblos indígenas u originarios, en la que consta que el pueblo awajun es un pueblo indígena.

807. Este pueblo vive principalmente en comunidades nativas de las regiones de Loreto y, Amazonas[554], y es el segundo pueblo más numeroso de la Amazonía peruana representando el 12% de la población indígena amazónica censada en el Perú[555].

g.2. Efectos de los hidrocarburos en los seres humanos

808. Los derrames de petróleo pueden afectar a la salud humana. Estos efectos pueden depender de qué tipo de petróleo se derramó y dónde (en tierra, en un río o en el mal), qué tipo de exposición se produjo y la cantidad de exposición que existió[556].

809. Los efectos en el hombre ante una exposición aguda al petróleo crudo no son permanentes a menos que las concentraciones de los compuestos sean inusualmente altas. Tales exposiciones irritan la piel, causan irritación de los ojos ante un contacto accidental o por la exposición a sus vapores, y pueden producir nausea, vértigo, dolores de cabeza o mareos en una exposición prolongada o repetida a bajas concentraciones de sus compuestos volátiles[557].

810. Cabe indicar que el petróleo o sus componentes pueden entrar en contacto con el cuerpo humano a través de tres rutas[558]: la absorción por la piel; la ingestión de comida y bebida y, la inhalación a través de la respiración; por ello, los habitantes de las áreas de actividad petrolera se enfrentan con una potencial exposición a cualquiera de las tres rutas[559].

811. Los reportes de efectos negativos sobre la salud en pobladores cercanos a zonas de explotación petrolera no son recientes. La literatura científica contiene reportes desde los años 1990 donde trabajadores de la salud reportaban elevada ocurrencia de abortos, dermatitis, micosis en la piel, cansancio, comezón y fastidio en nariz, garganta, cefaleas, desnutrición y altas tasas de mortalidad[560]-[561].El contacto directo con el petróleo o sus vapores causa irritación, picores en la piel y enrojecimiento de los ojos; y, la exposición prolongada a concentraciones bajas de compuestos volátiles causa náuseas, mareos, dolor de cabeza o somnolencia[562].

812. En el caso de vertidos de petróleo las personas expuestas suelen manifestar dolores de cabeza, dolor de garganta e irritación en los ojos[563]. Estos síntomas de intoxicación aguda son de corta duración y desaparecen rápidamente al eliminar el contacto con el petróleo[564]. Los derrames de petróleo también afectan indirectamente la salud de las comunidades nativas ya que la contaminación petrolera causa la muerte y

---

554 Así como en Cajamarca y San Martín.

555 Ver: http://repositorio.cultura.gob.pe/bitstream/handle/CULTURA/49/Los-pueblos-achuar-awajun-kandozi-y-wampis.pdf?sequence=1&isAllowed=y

556 Página 1 del Informe de seguimiento a la población que presentó sintomatología ante la exposición de derrame de petróleo febrero 2016. Ver folio 784 del expediente.

557 Ibídem.

558 Las rutas de exposición, también son conocidas como vías de exposición.

559 Ibídem.

560 San Sebastián, M, Armstrong, B, Stephens, C. 2002. Outcomes of Pregnancy among Women Living in the Proximity of Oil Fields in the Amazon Basin of Ecuador. International Journal Of Occupational And Environmental Health, 8(4). URL: http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1179/107735202800338650

561 Herrera, DM. 1996. Petróleo, deterioro ambiental y salud: el caso de la comuna de San Carlos. Maestría en Estudios Amazónicos; FLACSO sede Ecuador. Quito. 145 p. URL: http://repositorio.flacsoandes.edu.ec/handle/10469/989#.V97kWXUrLN

562 Goldstein D, Bendit J. An epidemiological study of an oil mist exposure. Archives of Environmental Health. 1970;21:600–3.

563 Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P, Brewster D. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. The Shetland Health Study Group. BMJ British Medical Journal. 1993;307:1251–5.

564 Lillienberg L, Högstedt B, Järvholm B, Nilson L. Health effects of tank cleaners. American Industrial Hygiene Association Journal. 1992;53:375–80.

disminución de animales disponibles para la caza y pesca, causando malnutrición en los nativos lo cual los hace más vulnerables a las enfermedades comunes[565].

g.3. Riesgo de exposición a los seres humanos

813. Cabe recordar que el derrame de Imaza se extendió sobre el suelo y la vegetación del derecho de vía del ONP, la vegetación circundante, el agua de las quebradas Inayo hasta llegar al río Chiriaco y el rio Marañón[566] conforme a lo indicado por la Dirección de supervisión en el Informe de Supervisión Imaza 1.

814. Dado que la verificación del daño potencial (riesgo de afectación) usualmente se identifica sobre puntos de exposición directa puntuales[567], y, el presente caso tiene como característica una afectación aproximada de 40 200 m^2, es necesario detallar cómo es que el contaminante (crudo) afectaría a las zonas por las que discurrió, para verificar así si existen comunidades de personas pasibles de ser afectadas por dicha sustancia.

815. Por ello, en el presente caso, se configuró el daño potencial a la salud como consecuencia de la confluencia y verificación de: i) una fuente de contaminación; ii) medios para el desplazamiento del contaminante; iii) punto de exposición; iv) ruta de exposición; y, v) existencia de población receptora[568].

816. En ese sentido, primero se identificará la sustancia xenobiótica, para verificar si ésta sustancia se desplazó y por qué medio (agua o suelo), si producto del transporte por el medio abiótico llegó a un componente ambiental con población; y, finalmente, si esa población es pasible de afectarse por la sustancia, es decir, si presenta rutas de exposición[569].

817. A continuación, se evaluará si se configuran los elementos[570] para determinar si las personas que habitan las zonas próximas a los cuerpos de agua afectados por el derrame de Imaza tuvieron riesgo de exposición al petróleo crudo[571]:

Tabla N° 80: Configuración del riesgo de exposición de población a petróleo crudo por el derrame de Imaza

Nº	Elementos	Medios probatorios	Análisis
1	Fuente de contaminación	- Informe de Supervisión Imaza 1 - Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0	El 25 de enero de 2016 se produjo el derrame de petróleo crudo por una fisura en la línea del ONP. De esta forma, la fuente de contaminación es el petróleo crudo (agente tóxico) proveniente del kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP.

565 Orta Martínez, M, Napolintano, DA, MacLennan, GJ, O'Callaghan, C, Ciborowski, S, Fabregas, X. 2007. Impacts of petroleum activities for the Achuar people of the Peruvian Amazon: summary of existing evidence and research gaps. Environmental Research Letters, 2: 045006. http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/2/4/045006/meta

566 Imágenes 1 a 14 del Informe de Supervisión Imaza 1, que obran en las páginas 26 a 34 del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

567 Como sería el caso de un área próxima a una línea de conducción cuyo suelo presenta manchas de hidrocarburos, producto de liqueos en las operaciones.

568 Estos elementos se utilizan de forma referencial tomando en consideración los elementos de análisis de la "Guía para la elaboración de estudios de evaluación de riesgos a la salud y el ambiente (ERSA) en sitios contaminados" en el marco del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

569 Las rutas de exposición son las formas en las que el contaminante puede ingresar al organismo. En los seres humanos, por ejemplo, una ruta de exposición con el crudo es través del contacto dérmico con la piel, el olfato (por la inhalación de vapores) o los ojos.

570 Fuente de contaminación; medios para el desplazamiento del contaminante; punto de exposición; ruta de exposición; y, existencia de población receptora.

571 No se debe confundir riesgo de exposición, con la exposición (contacto con el petróleo) o intoxicación (manifestación sintomática del contacto producido).

		- Reporte Final de Emergencias Ambientales.	
2	Medios para el desplazamiento del contaminante	- Informe de Supervisión Imaza 1; - Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0	En el caso en concreto, el petróleo crudo discurrió a una quebrada sin nombre (estacional) hacia la Quebrada Inayo; y, desde dicha quebrada, se extendió al río Chiriaco y posteriormente al río Marañón. De esta forma, el medio de desplazamiento de contaminante (petróleo crudo) es la vía fluvial, toda vez que los hidrocarburos tienden a flotar debido a la diferencia de densidad que presentan con respecto al agua.
3	Puntos de exposición	- "Informe de Seguimiento: Vigilancia Epidemiologica Post Desastre por Derrame de Petróleo en el Distrito Imaza / Provincia Bagua / Región Amazonas – Enero, febrero del 2016"; - Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC	La DIRESA Amazonas, en el "Informe de Seguimiento: Vigilancia Epidemiologica Post Desastre por Derrame de Petróleo en el Distrito Imaza / Provincia Bagua / Región Amazonas – Enero, febrero del 2016"[572], concluye (agente tóxico)que las comunidades más afectadas por el derrame de petróleo crudo a los ríos Chiriaco y Marañón (Pakún, Wachapea, Nuevo Progreso, Nazaret y Wachints) se expusieron mediante el agua de los ríos toda vez que la emplean en las actividades de pesca, tareas domésticas como lavado de ropa y actividades recreacionales. El Ministerio de Cultura, mediante oficio N° 000061-2016/VMI/MC[573] del 19 de febrero de 2016, remite el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC denominado Informe sobre situación del derrame de Petróleo en el ONP en la progresiva 400 + 785 del tramo II, ubicado en el distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas, elaborado por la Dirección de Políticas Indígenas. Asimismo, el Viceministerio de Interculturalidad, señala las comunidades realizan actividades de pesca (principal actividad de subsistencia) en los ríos afectados por el derrame. En ese sentido, el principal punto de exposición ha sido el río Chiriaco, en el cual los pobladores de las comunidades han realizado actividades de pesca, lavado de utensilios domésticos y ropa, además de uso recreativo como de higiene personal.
4	Rutas de exposición	- "Informe de Seguimimento a la población que presentó sintomatología ante la exposición de derrame de petróleo febrero 2016"	Es preciso detallar que las tres principales rutas de exposición[574] son la piel (absorción cutánea); el sistema respiratorio (inhalación) y el sistema digestivo (ingestión), tal como lo indica la DIRESA Amazonas, en el "Informe de Seguimiento a la población que presentó sintomatología ante la exposición de derrame de petróleo febrero 2016": *"Efectos del petróleo sobre la salud humana* *El petróleo o sus componentes pueden entrar en contacto con el cuerpo humamo a través de tres rutas:* - *La absorción por la piel;* - *La ingestión de comida y bebida* - *La inhalación a traves de la respiracion"*[575]. Asimismo, cabe diferenciar entre la intoxicación aguda, que se encuentra relacionada con la inhalación o ingestión y provoca náuseas, vómito, tos e irritaciones en la piel; y la intoxicación crónica (por inhalación), la cual se caracteriza por presentar mareo, astenia, pérdida de peso, anemia, nerviosismo, dolor de extremidades.

572 Página 14 del documento digitalizado denominado "Informe de Seguimiento - Enero y Febrero 2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

573 Página 10 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

574 II. Rutas de exposición
La exposición a sustancias tóxicas tiene lugar a través de las tres rutas principales mencionadas a continuación.
- La piel (absorción cutánea). - El contacto con la piel es la vía más común de exposición a las sustancias tóxicas. (...)
- El sistema respiratorio (inhalación). - La inhalación es el medio más fácil y rápido de exposición a las sustancias tóxicas porque estas sustancias se absorben fácilmente en el sistema respiratorio. (...)
- El sistema digestivo (ingestión). - La ingestión de sustancias tóxicas generalmente es incidental o inadvertida. (...)

Consultado en: https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

575 Folio 785 del expediente.

5	Población receptora	- Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0	El INDECI en el Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0[576] señala que se halló afectación en la salud de la población de las localidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wachints, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren en el distrito de Imaza, provincia de Bagua en el departamento de Amazonas. Por lo tanto, al haberse verificado que el derrame se dispersó por la quebrada Inayo, río Chiriaco y río Marañón y expuso a los pobladores de las comunidades nativas que tuvieron contacto con el petróleo crudo proveniente del derrame, se ha generado un menoscabo potencial a las condiciones de salud y vida humana[577].

Elaboración: DFAI.

818. Sin perjuicio de lo expuesto, cabe indicar que de las fotografías N° 31 y 44 del Informe de Supervisión Imaza 1 se evidencia la proximidad de las viviendas de Puerto Pakuy y Pakun, al río Chiriaco, el cual fue afectado por el crudo proveniente del derrame de Imaza:

Tabla N° 81: Fotografías N° 31 y 44 del Informe de Supervisión Imaza 1

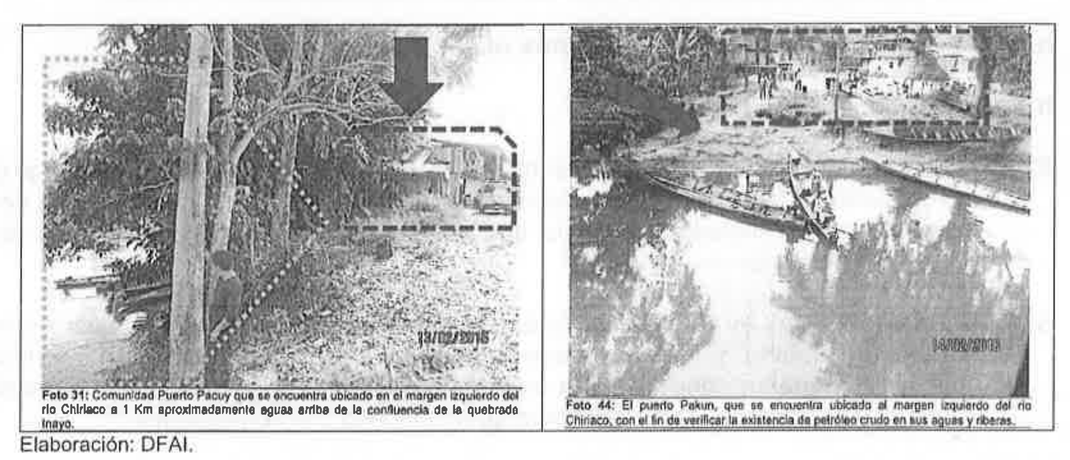


Foto 31: Comunidad Puerto Pacuy que se encuentra ubicado en el margen izquierdo del río Chiriaco a 1 Km aproximadamente aguas arriba de la confluencia de la quebrada Inayo.

Foto 44: El puerto Pakun, que se encuentra ubicado al margen izquierdo del río Chiriaco, con el fin de verificar la existencia de petróleo crudo en sus aguas y riberas.

Elaboración: DFAI.

819. Adicionalmente, conforme a las fotografías 56°[578] del Informe de Supervisión Imaza 1 y N° 26 del del ITA Imaza[579] del 15 de febrero del 2016, el crudo llegó hasta los lugares donde se encuentran asentadas las comunidades nativas aledañas al río Chiriaco y Marañón, debido a que en las citadas fotografías se observa a pobladores con las extremidades cubiertas de petróleo.

820. Lo anterior fue verificado tambien por el Ministerio de Cultura, conforme se evidencia de las fotografías del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/CMI/MC, en donde se muestran niños de la Comunidad Nativa de Nazareth también cubiertos por crudo.

821. En ese sentido, si bien se verifica la configuración de los elementos necesarios para acreditar el riesgo de exposición al crudo de la población; en el presente caso, en adición a ello, se cuentan con medios probatorios en donde se verifican que los habitantes de las ccomunidades nativas asentadas en las riberas del río Chiriaco y

---

576 Página 2 del documento digitalizado denominado "Informe Situacional 001-2016-INDECI", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

577 Organización Mundial de la Salud. Preguntas frecuentes, ¿Cómo define la OMS la salud?
Disponible en: http://www.who.int/suggestions/faq/es/
[Última Consulta: 17 de noviembre de 2017]

578 Ver página 511 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

579 Cabe indicar que en la fotografía N° 26 del Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID también se observan a estas personas totalmente cubiertas de crudo. Ver página 30 del Informe N° 1171-2016 que obra en el folio 816 del expediente.

Marañón -por donde discurrió el crudo del derrame de Imaza- se expusieron directamente al petróleo del derrame.

g.4. Conclusión

822. Conforme a los elementos analizados, en el presente caso el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza se desplazó por los medios fluviales correspondientes a las quebradas sin nombre, y ríos Inayo, Chiriaco y puntos focalizados del río Marañón, impactando el agua y el suelo de sus riberas en la cuales habitan las comunidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wachints, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren.

823. Por todo lo expuesto, se acreditó tanto el riesgo para la exposición, y la exposición directa de las personas que habitan las zonas próximas a las quebradas sin nombre, y ríos Inayo, Chiriaco y Marañón, por donde discurrió el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza del 25 de enero del 2016; en ese sentido, se configuró el daño potencial a la salud humana producto del derrame de Imaza.

h. Análisis de configuración de daños reales a la salud humana

h.1. Componentes de la salud

824. Es importante señalar que la vida está referida a la existencia de la persona y al goce del conjunto de facultades que le permiten relacionarse y comunicarse con los demás miembros de la sociedad, en tanto que es el presupuesto para el ejercicio de los demás derechos fundamentales[580].

825. De acuerdo a la Ley General de Salud, la salud es una condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo[581], que se concibe como un estado completo de bienestar físico, mental y social, y no solamente como ausencia de afecciones o enfermedades[582].

826. Un daño a la salud puede generarse a través de sus distintos componentes, los cuales se ven reflejados en bienestar físico, mental y social. Por ello, para determinar la ocurrencia del daño real a la vida o salud, en el presente caso se analizará si existe una afectación objetiva, individualizada, debidamente acreditada y ocasionada por el derrame de Imaza (daño real) a la salud y a sus componentes tanto físicos, mentales y sociales.

h.2. Análisis del daño a la salud en su componente bienestar físico

- **El derrame de Imaza**

827. El día 10 y 11 de febrero, una brigada multidisciplinaria de salud del Gobierno regional de Amazonas se trasladó a la zona del derrame, e identificó personas que se encontraban en contacto directo con el crudo. Los resultados de esta segunda inspección fueron recogidos en el Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-

---

580 RAMÍREZ PARCO, Gabriela Asunción. Tesis para optar el grado de Magister en Derecho Constitucional: "*El ejercicio y limitación de los derechos fundamentales de los reclusos: análisis normativo y de la jurisprudencia emitida por el Tribunal Constitucional*", Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, p. 47.

581 **Ley N° 26842, Ley General de Salud**
"TITULO PRELIMINAR
I. La salud es condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo".

582 **Constitución de la Organización Mundial de la Salud (OMS)**
"*Los Estados partes de esta Constitución declaran, en conformidad con la Carta de las Naciones Unidas, que los siguientes principios son básicos para la felicidad, las relaciones armoniosas y la seguridad de todos los pueblos:*
La salud es un estado de completo bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades".
Consultado en: http://apps.who.int/gb/bd/PDF/bd48/basic-documents-48th-edition-sp.pdf?ua=1#page=7

DRSA-DESP/DSA-ASB del 14 de febrero del 2016[583] en el que constan fotografías en las que se observa a pobladores con extremedidades cubiertas con crudo[584].

828. Posteriormente, durante las supervisiones especiales efectuadas por la Dirección de Supervisión[585] se detectó que producto del derrame ocurrido el 25 de enero del 2016 se generó daño real a la salud de las personas, conforme se evidencian de los pobladores que viven cerca del río Chiriaco y del área donde se generó la emergencia ambiental en el Km 440+781, las cuales manifestaron a los supervisores que producto del contacto directo con el petróleo crudo presentaban diversos síntomas como dolor de cabeza, picazón en los brazos, entre otros, conforme se señala en el ITA Imaza[586].

- **Verificación de personas expuestas directamente al crudo**

829. Siguiendo la recomendación del Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB, del 16 al 19 de febrero una brigada médica de la DIRESA Amazonas[587] se desplazó por la Comunidad Nativa de Pakún, Wachapea, Nuevo Progreso, y Nazareth, para censar a las personas que habían tenido contacto directo con el crudo[588][589]:

- El día 16 de febrero se censó a la población que tuvo contacto directo con el crudo de a la Comunidad Nativa de Pakún,
- El día 17 de febrero a la Comunidad Nativa de Wachapea,
- El 18 de febrero a la Comunidad Nativa de Nuevo Progreso; y,
- El día 19 de febrero a la Comunidad Nativa de Nazareth.

830. De la evaluación realizada, la DIRESA Amazonas identificó que en Pakún hubieron 34 expuestos directos al petróleo; en el caso de Wachapea se identificó a 115 expuestos; en Nuevo Progreso 53 expuestos directos; y; en Nazareth 41 expuestos[590], haciendo un total de 243 personas identificadas que tuvieron contacto con el hidrocarburo.

831. En base a esta identificación, la DIRESA Amazonas concluyó en el "Informe se Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016", que se identificaron 243 personas expuestas directamente con el crudo y que el 27.5% del total de ellas fueron menores de edad de 14 años:

---

583 El personal encargado de llevar a cabo esta tarea fueron el biólogo Edgar Iván Berrospl Torres: Jefe de la Unidad de Salud Ambiental de la Red de Salud; y, el Técnico en Enfermería Samuel Bustamante Sánchez: Equipo técnico de salud ambiental -RSB.

Ver página 388 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

584 Ver página 396 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1 contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

585 Supervisiones del 27 al 29 de enero del 2016, y del 13 al 17 de febrero del 2016.

586 Página 247 del archivo digital ITA Imaza, del folio 1 del expediente:
"(…) el Supervisor verificó una afectación real a la salud de las personas, en tanto, se cuenta con declaraciones juradas de las personas que viven a la proximidad del río Chiriaco y del sitio de la emergencia ambiental, las cuales han declarado que producto del contacto directo e indirecto con el petróleo han manifestado sintomatología como de dolor de cabeza, fiebre alta, diarrea, heridas en la nariz y picazón en el brazo, luego de haber tenido contacto (inclusive ingerido) con las aguas del río Chiriaco, el cual se encontraba afectado por el derrame de petróleo crudo, (…)".

587 Integrada por un médico, 2 licenciados e enfermería, un biólogo, una obstetra y 3 técnicos en enfermería, de acuerdo a la información contenida en el "Informe se Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016".

588 Con nombre, apellido, edad, sexo, fecha de contacto, y si se utilizó o no protección.

589 Ver el cuadro "Relación de personas atendidas que tuvieron contacto con petróleo crudo, Imaza, febrero 2016". Página 410 a 418 del archivo digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

590 Ver el "Anexo 4. Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo" del Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016. Páginas 419 a 420 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra a folio 816 del expediente.

> *"Hasta el 19 de febrero, se identificó <u>243 personas expuestas</u> al petróleo sin protección, con una tasa de exposición de 16% (243/1395), de ellas el **27.5% (67/243) fueron menores de edad de 14 años**, y el mayor porcentaje de población expuesta se encuentra en el rango entre 15 a 29 años representando el 40,7% (99/243) de los expuestos. En relación al sexo los más expuestos fueron de sexo masculino quienes representaron el 58.8%. La tasa de ataque en los expuestos es de 16% es decir por cada 100 expuestos 16 presentaron algún signo sugerente de intoxicación".*
>
> *(resaltado y subrayado agregado)*

- **Verificación de si las personas expuestas presentaron sintomatología asociada a la exposición directa con petróleo**

832. La DIRESA Amazonas, producto del censo llevado a cabo entre el 16 y 19 de febrero a las comunidades nativas de Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth, identificó que en Pakún 2 personas presentaron sintomatología relacionada a la exposición al petróleo; en el caso de Wachapea se identificó a 22 personas con sintomatología relacionada al crudo; en Nuevo Progreso se identificó 15 expuestos directos con sintomatología[591]; aunado a ello, se verificó que los principales síntomas de las personas expuestas fueron la cefalea en un porcentaje de 51% y dermatitis (41%):

> *"De las 39 personas identificadas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo crudo, el 51% presentó cefalea, el 41% dermatitis y en menor medida el 2% presentó nauseas, todos fueron atendidos ambulatoriamente".*

833. Cabe precisar que la identificación de los síntomas y los respectivos diagnósticos estuvieron a cargo de 2 médicos, conforme consta en las historias clínicas remitidas al OEFA por la DIRESA Amazonas mediante el Oficio N° 523-2016-GOB.REG-AMAZONAS/DRS-B/DIS/DE[592].

834. En ese sentido, se tiene que la DIRESA Amazonas identificó con diagnósticos médicos los síntomas de cefalea, dermatitis, entre otros, que se encuentran directamente relacionados con la exposición al crudo, en **39 personas que habrían tenido este contacto con el crudo el 9 de febrero del 2016**[593][594].

835. Sin perjuicio de lo expuesto, debe señalarse que la Dirección de Supervisión identificó el 15 de febrero del 2016 a cuatro (4) comuneros de Puerto Pakún cubiertos de crudo en el rostro, y en sus extremidades superiores e inferiores[595] en la fotografía 56° del Informe de Supervisión Imaza 1; observó a cuatro (4) comuneros de Puerto Pakún cubiertos de crudo en el rostro, y en sus extremidades superiores e inferiores. Adicionalmente, el Ministerio de Cultura en las fotografías del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/CMI/MC.

836. Estas personas no se encontrarían dentro del censo de la DIRESA Amazonas[596]; razón por la cual, cuando el presente acápite desarrolle los daños reales a la salud fisica de las personas, debe entenderse que solo se referirá a las <u>39 evaluadas por la</u>

---

591 Ver el "Anexo 4. Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo" del Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016. Páginas 419 a 420 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, que obra a folio 816 del expediente.

592 Ver folio 1448 del expediente.

593 Fecha indicada en la "Relación de personas atendidas que tuvieron contacto con petróleo crudo, Imaza, febrero 2016". Página 410 a 418 del archivo digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

594 Cabe indicar que en la Comunidad Nativa de Nazareth la DIRESA Amazonas logró censar a la población expuesta que asciende a 41, pero la actividad se suspendió antes de determinar el número de personas con sintomatología de esta comunidad debido a exigencias de las autoridades locales.

595 La fecha de toma de la citada fotografía es del 15 de febrero del 2016.

596 Ya que de acuerdo a la información presentada por la DIRESA Amazonas el contacto con el crudo se produjo el 9 y 11 de febrero del 2016. Ver fichas de censo de población expuesta a hidrocarburo que obran en las páginas 419 a 420 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1. Folio 816 del expediente.

DIRESA Amazonas[597]. Cabe indicar que se le solicitó a la DIRESA Amazonas las historias clínicas de las personas que presentaron sintomatología asociada a una exposición con el crudo (intoxicación aguda) y esta entidad remitió dichas historias clínicas en las que se verifica que las 39 personas presentaron al menos un síntoma relacionado con una intoxicación agua, esto es, dermatitis y cefalea.

837. La exposición aguda al petróleo crudo irrita la piel causan comezón o irritación de los ojos ante un contacto accidental o por la exposición a sus vapores y pueden producir náuseas, vértigo, dolores de cabeza o mareos en una exposición prolongada o repetida a bajas concentraciones de sus compuestos volátiles[598].

838. También se evidenció, de la revisión de las historias clínicas, que la DIRESA Amazonas solo contabilizó dentro de las 39 personas, a aquellas que presentaron algunos de estos síntomas, como se evidencia del siguiente cuadro:

Tabla Nº 82: Relación de los síntomas de las 43 historias clínicas remitidas por la DIRESA Amazonas

Nº	Nombre	Edad	Sexo	Comunidad de procedencia	¿Síntomas asociados a la exposición al crudo?
1	[redacted]	20	F	Pakun – Chiriaco	Si (cefalea)
2	[redacted]	10	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
3	[redacted]	35	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
4	[redacted]	25	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
5	[redacted]	11	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
6	[redacted]	10	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
7	[redacted]	14	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
8	[redacted]	12	M	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
9	[redacted]	10	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
10	[redacted]	14	F	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
11	[redacted]	5	F	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
12	[redacted]	15	F	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)*
13	[redacted]	48	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
14	[redacted]	15	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
15	[redacted]	46	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
16	[redacted]	7	F	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
17	[redacted]	41	F	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
18	[redacted]	13	M	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
19	[redacted]	28	M	Wachapea – Chiriaco	Si (dermatitis)
20	[redacted]	27	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
21	[redacted]	55	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
22	[redacted]	32	F	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
23	[redacted]	37	M	Wachapea – Chiriaco	Si (cefalea)
24	[redacted]	4	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)
25	[redacted]	11	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (dermatitis)
26	[redacted]	13	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (dermatitis)
27	[redacted]	16	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (dermatitis)
28	[redacted]	12	F	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (dermatitis)
29	[redacted]	14	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (dermatitis)
30	[redacted]	40	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
31	[redacted]	37	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)
32	[redacted]	21	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)
33	[redacted]	14	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (dermatitis)
34	[redacted]	27	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)
35	[redacted]	10	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)
36	[redacted]	25	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea y dermatitis)
37	[redacted]	53	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)
38	[redacted]	38	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	Si (cefalea)

597 Ello en la medida que si bien existen fuentes que acrediten la exposición directa del crudo con pobladores de las comunidades nativas, no se tiene información relacionada con su salud elaborada por la DIRESA Amazaonas.

598 Instituto de Epidemiología y Salud Comunitaria "Manuel Amunárriz". Informe Yana Curi – Impacto de la actividad petrolera en la salud de las poblaciones rurales de la Amazonía ecuatoriana. Coca. 2004. Pág.27
Disponible en: http://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1330&context=abya_yala
[última Consulta: 20 de noviembre de 2017]

39	[redacted]	36	M	Nvo. Progreso - Chiriaco	No (amigdalitis)
40	[redacted]	55	M	Wachapea – Chiriaco	No (dolor articular)
41	[redacted]	27	F	Nvo. Progreso - Chiriaco	No (gestante con diarrea aguda)
42	[redacted]	28	M	Wawas - Chiriaco	No (hernia umbilicar, a descartar incarceración)
43	[redacted]	25	M	Nazareth - Chiriaco	Si presenta (cefalea), pero no se contabiliza por se trabajador de Petroperú.

*Todos los nombres de las personas que presentaron los síntomas asociados con hidrocarburos, inlcuídos los menores de edad, han sido omitidos por considerarse que es información relacionada a su salud e intimidad.
Fuente: Oficio N° 523-2016-GOB.REG-AMAZONAS/DRS-B/DIS/DE[599]
Elaboración: DFAI.

839. Como se observa del cuadro anterior, 39 personas presentaron sintomatología relacionada a la intoxicación con hidrocarburos, y la DIRESA Amazonas, no contabilizó aquellos síntomas que no guardan relación con el crudo[600]. Asimismo, se advierte que los síntomas como cefalea e irritación de la piel, son característicos de la intoxicación aguda por hidrocarburos, conforme lo han señalado diversos estudios[601, 602, 603, 604].

840. Debe señalarse, además, que las reacciones humanas a la exposición aguda a los componentes del petróleo son principalmente transitorias y de corta duración[605,606], sin perjuicio de ello, la exposición prolongada o repetida a bajas concentraciones de componentes volátiles del petróleo puede producir náuseas, mareos, dolor de cabeza o somnolencia[607]. Como caso referencial, en el derrame de petróleo de Braer[608], los dolores de cabeza y picazón fueron los efectos iniciales del derrame de petróleo en la salud de los residentes expuestos[609].

- **Relación de los síntomas de las 39 personas identificadas por la DIRESA Amazonas con el derrame de Imaza**

841. Conforme a lo constatado por el Ministerio de Cultura en el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC, lo verificado en la fotografía N° 56 del Informe de Supervisión Imaza 1[610]; y lo indicado por el INDECI en el Informe Situacional N° 0001-

---

599 El Oficio N° 523-2016-GOB.REG-AMAZONAS/DRS-B/DIS/DE, remite el Oficio N° 213-2016/G.R-AMAZONAS/DRS-A/RSB/C.S.CH al que se adjuntan las 38 historias clínicas, en atención del requerimiento de información del OEFA, efectuado mediante el Oficio N° 154-2016/OEFA/DFSAI/SDI. La DIRESA Amazonas indicó en esta comunicación que la historia clínica de E.C.U. no fue ubicada.

600 Cabe indicar además, que en el Oficio N° 213-2016/G.R-AMAZONAS/DRS-A/RSB/C.S.CH, se hizo referencia a que la historia clínica de E.C.U no pudo ser ubicada a efectos de ser remitida al OEFA, razón por la cual no incluyó en el cuadro sus síntomas; no obstante, esta persona se encuentra dentro de la relación de personas censadas por la DIRESA Amazonas, por lo que se encuentra plenamente identificada.

601 Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. British Medical Journal 1993, 307: 1251-1255.

602 Lyons RA, Temple MF, Evans D, Fone DL, Palmer SR. Acute health effects of the Sea Empress oil spill. Journal of Epidemiology and Community Health 1999; 53: 306-310.

603 Lyons RA, Temple MF, Evans D, Fone DL, Palmer SR. Acute health effects of the Sea Empress oil spill. Journal of Epidemiology and Community Health 1999; 53: 306-310.

604 Morita A, Kusaka Y, Deguchi Y, Moriuchi A, Nakanaga Y, Masayuki I, Miyazaki S, Kawahara K. Acute health problems among the people engaged in the cleanup of the Nakhodka oil spill. Environmental Research 1999; 81: 185-194.

605 Lillienberg, L., Hyogstedt, B., Jyarvholm, B., Nilson, L. (1992). Health effects of tank cleaners. Am. Ind. Hyg. Assoc. J. 53, 375-380.

606 Smith, G. (1993). Islander fear heath risk from the polluted mist of spilled oil. The Herald, 9 January, 1, 5.

607 Goldstein, D. H., and Bendit, J. N. (1970). An epidemiologic study of an oil mist exposure. Arch. Environ. Health 21, 600-603.

Kaplan, M. B., Brandt-Rauf, P., Axley, J.W., Shen, T.T., and Sewell, G. H. (1993). Residential release of number 2 fuel oil: A contributor to indoor air pollution.Am. J. PublicHealth 83, 84-88.

608 El petrolero Braer sucumbió por fin a la tormenta. El buque, embarrancado en la costa sur de la isla de Shetland (Escocia) hace ocho días, se partió en al menos tres pedazos y vertió al mar el crudo que aún quedaba en sus depósitos.

609 Crum, J. E. (1993). Peak expiratory £ow rate in schoolchildren living close to Braer oil spill.Br. Med. J. 307, 23-24.

Campbel,D., Cox,D., Crum, J., Foster, K., Christie, P., and Brewster, D. (1993). Initial ejects of the grounding of the tanker Braer on health in Schetland. Br.Med. J. 307, 1251-1255.

610 Fotografía 56: "Se observa pobladores de la zona que se encontraban impregnados con petróleo crudo sin ningún tipo de protección". Ver página 511 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión Imaza 1, del folio 816 del expediente.

2016-INDECI/11.0[611], las personas de las comunidades nativas, incluyendo niños de entre 3 a 5 años, tuvieron contacto dérmico con el crudo[612] sin contar con vestimenta o implemento alguno que protegiera sus rostros y extremidades inferiores y superiores del petróleo.

842. Respecto de ello, en el expediente se identifica que Petroperú instaló un tópico de atención médica en su campamento ubicado en el sector Inayo y en Chiriaco. Los usuarios fueron trabajadores de las diferentes empresas contratistas que recogen el crudo proveniente del derrame de Imaza[613].

843. Estos trabajadores usaban EPP, que prevenía el contacto dérmico directo los trabajadores con el crudo durante las labores de recolección de petróleo, así como máscaras de gas y máscaras de polvo para protegerlos de las inhalaciones de los vapores del crudo, conforme a lo verificado por la DS en las fotografías N° 15 a 17, 22, 24, 25, 30 y 41 del Informe de Supervisión Imaza 1[614].

844. De esta forma se tienen 2 grupos de personas que estuvieron en proximidad con el crudo del derrame de Imaza: i) los hombres, mujeres y niños censados por la DIRESA Amazonas[615]; y, ii) los trabajadores de Petroperú que ejecutaban acciones de limpieza y recolección de crudo en el punto de rotura y quebrada Inayo.

845. De la revisión del expediente se tiene que en ambos casos están presentes los datos de morbilidad respecto del porcentaje de incidencia de dermatitis y cefalea en ambos grupos, siendo el elemento diferencial las EPP con las que contaban los trabajadores y contratistas de Petroperú, en comparación con la exposición directa de los pobladores (sin protección)[616]:

Tabla N° 83: Comparación de síntomas de los pobladores expuestos a hidrocarburos con síntomatología y los trabajadores de Petroperú

Grupo	¿Tuvieron contacto con el crudo proveniente del derrame de Imaza?	¿Su piel estuvo protegida (mediante EPP u otros) al hidrocarburo?	¿Presentaron sintomatología asociada a la intoxicación con petróleo?
Trabajadores y contratistas de Petroperú	**Si**: Realizaban actividades de recolección de hidrocarburos del derrame de Imaza[617].	**Si**: Los trabajadores dedicados a la recolección de cruda contaban con EPP para realizar la actividad, como trajes especiales y	Si: - **Dermatitis: 3%;** - **Cefalea: 14%**

[611] Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0: "11. El 11 de febrero, personal de la Red de Salud de Bagua en compañía con personal de la Microred Chiriaco realizan una segunda inspección sanitaria en la zona del derrame, identificando que el petróleo crudo ingresó al río Chiriaco desde la desembocadura de la Quebrada Inayo hasta el río Marañón, donde se pudo observar que los pobladores residentes en las localidades afectadas venían realizando la recuperación de crudo de petróleo, sin ningún equipo de protección personal"

Ver folio 473 del expediente.

[612] Debe señalarse que, entre las 39 personas identificadas por la DIRESA Amazonas, se encontraban 2 niños de entre 3 a 5 años, 8 niños de entre 7 a 12 años, y 5 niños de 13 a 14 años.

[613] Información contenida en el "**Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - enero 2016**".

[614] De acuerdo al siguiente detalle:

Fotografía	Fecha	Página*
15, 16 y 17	(sin fecha)	471 a 473
22	13/02/2016	477
24	13/02/2016	479
25	13/02/2016	481
30	13/02/2016	485
41	14/02/2016	487

*Página del archivo digital del Informe de Supervisión Imaza 1, del folio 816 del expediente.

[615] Plenamente identificados, con nombre, edad, síntoma y comunidad nativa de procedencia de acuerdo a la DIRESA.

[616] Exposición directa de pobladores que está documentada por la DS, Ministerio de Cultura, DIRESA Amazonas y medios periodísticos.

[617] **Medio probatorio:** Fotografías N° 15 a 17, 22, 24, 25, 30 y 41 del Informe de Supervisión Imaza 1.

		mascarillas de gas (doble entrada) y mascarilla de polvo[618].	
39 personas de las comunidades nativas	**Sí**: Su piel estuvo en contacto con el hidrocarburo sin protección[619].	**No**: La piel del rostro y extremidades superiores e inferiores estuvo en contacto directo con el hidrocarburo proveniente de Imaza[620].	Sí: - **Dermatitis: 41%;** - **Cefalea, 51%**

Elaboración: DFAI.

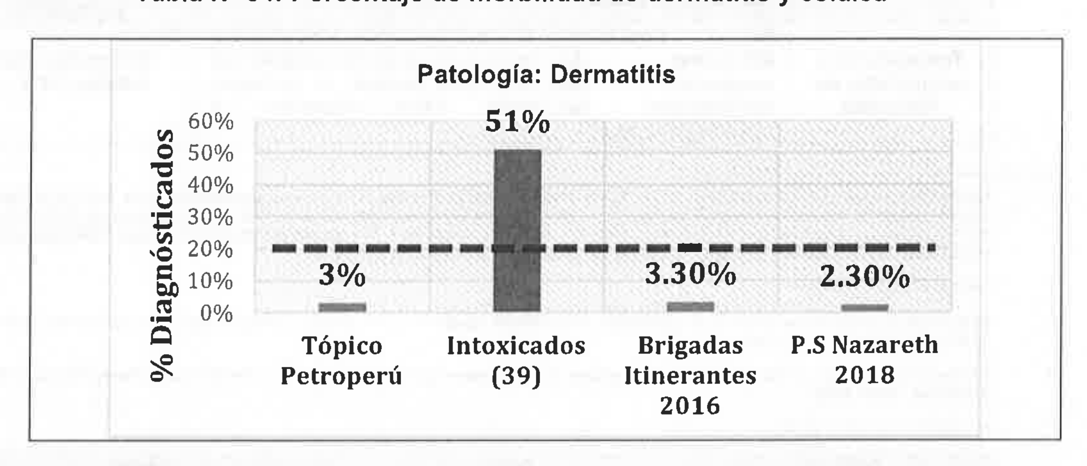
846. Como se evidencia en el cuadro anterior, el porcentaje de dermatitis en los trabajadores y contratistas de Petroperú es mínima si se compara con el porcentaje de dichos síntomas en los pobladores que no contaban con protección y que estuvieron expuestos al petróleo del derrame de Imaza.

847. No obstante, también se tienen los resultados de las principales patologías registradas del 28 de febrero hasta el 22 de marzo del 2016, en los que se realizó una campaña con especialistas quienes atendieron a pobladores en la localidad de Chiriaco y Nazareth, en carpas de atención en salud y las instalaciones del Centro de Salud Chiriaco y P.S. Nazareth, donde el número total de personas atendidas fue de 485[621].

848. Adicionalmente, se tiene en la Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA publicada el 9 de enero en el diario oficial "El Peruano", la morbilidad del puesto de Salud de Nazareth[622] al año 2018, en donde se evidencia que **de 1688 atenciones** en dicho centro, **solo el 3% corresponde a síntomas de dermatitis**; mientras no **se muestra el porcentaje de incidencia de cefaleas**[623].

849. Todos estos datos evidencian que la dermatistis y cefalea en la población que no tuvo contacto con el crudo por tener protección (trabajadores de Petroperú) y la población perteneciente a diversas comunidades de la zona que fue atendida de forma general en el 2016 y 2018, presentan una baja incidencia tanto de dermatitis como de cefalea, como se observa a continuación:

Tabla N° 84: Porcentaje de morbilidad de dermatitis y cefalea



618 Ibídem.

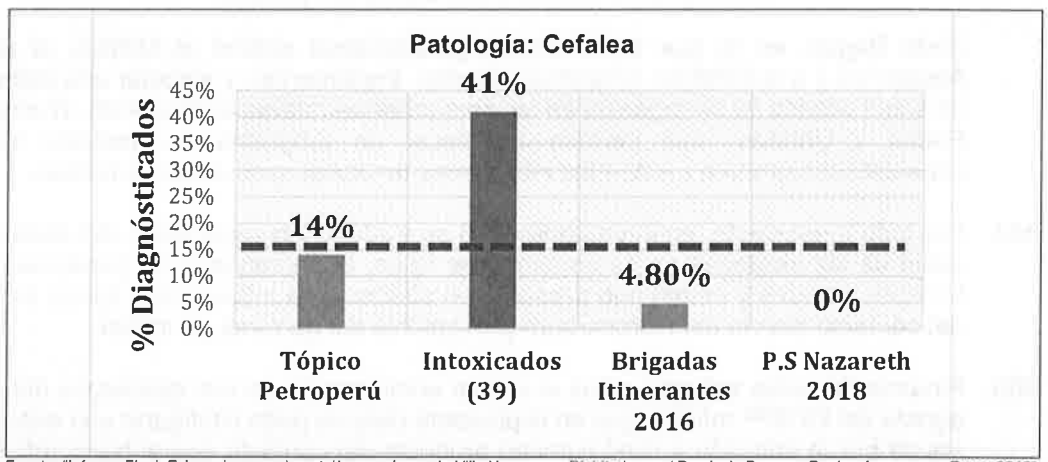
619 **Medios probatorios:** Fotografías del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/CMI/MC, Fotografía N° 56 del Informe de Supervisión Imaza 1; fotografía N° 26 del Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID; fotografías del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC; Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB; e "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016".

620 Ibídem.

621 Atenciones realizadas del 27 de febrero al 15 de marzo, de acuerdo al Cuadro N° 2 del "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016". Ver folio 755 del expediente.

622 Cabe indicar que el puesto de salud atiende a diversas personas de la zona, y no exclusivamente a los pobladores de la Comunidad Nativa de Nazareth.

623 No obstante, se lista los siguientes datos relacionados: todas las demás enfermedades: 6.9%; y, traumatismos de la cabeza: 1%.



Fuente: "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserío Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016"; y, Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA.
Elaboración: DFAI.

850. Como se evidencia del cuadro anterior, la incidencia tanto de cefalea como dermatiis diagnosticada por los médicos de la DIRESA Amazonas entre el 16 y 19 de febrero del 2016, se encuentra principalmente presente en las 39 personas que tuvieron contacto directo por el hidrocarburo el 9 de febrero del 2016[624]. Asimismo, se debe resaltar que específicamente respecto de estas personas Petroperú no ha presentado medio de prueba alguno que desvirtúe los hechos contrastados o que vincule frehacientemente la sintomatología registrada con otra fuente distinta a la exposición con el petróleo crudo.

851. Por otro lado, corresponde señalar que en base a la identificación de las 243 personas que tuvieron contacto dérmico directo con el petróleo crudo, se emitió el 9 de enero la Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA emitida por el Ministerio de Salud, que aprueba el "Plan de Acción de Salud Integral con Potencialidad Cultural para la población de las comunidades nativas de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukai, distrito de Imaza, provincia de Bagua, Amazonas, 2019-20121". Dicha resolución, se fundamenta en la información recabada por la DIRESA Amazonas, al indicar que del 9 al 13 de febrero del 2016, 243 personas de las comunidades nativas de Pakun, Wachapea, Umukai y Nazareth se expusieron (tuvieron contacto directo dérmico) debido al recojo de crudo de petróleo, sin usar medidas de protección.

852. En ese sentido, dicho plan tiene como finalidad mejorar la salud de los pobladores de las comunidades de Nazareth, Pakun, Wachapea y Umukai que fueron expuestas al derrame de petróleo en el mes de enero de 2016 en la quebrada Inayo[625].

853. Corresponde precisar, además, que la citada Resolución Ministerial recoge la medida cautelar innovativa ordenada el 26 de noviembre del 2018 por el 1° Juzgado Civil –

---

[624] Sin perjuicio de lo indicado previamente, cabe precisar que en el caso de los datos de morbilidad consignados en la Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA, los síntomas que podrían relacionarse con cefaleas, corresponden a traumatismos de la cabeza (incidencia de 1.6%) o, todas las demás enfermedades (incidencia de 13.%):

Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA, que aprueba el "Plan de Acción de Salud Integral con Potencialidad Cultural para la población de las comunidades nativas de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukai, distrito de Imaza, provincia de Bagua, Amazonas, 2019-20121":
"De la morbilidad registrada en consulta externa (sistema HIS) del establecimiento de salud de Nazareth, reportada por la DIRESA Amazonas, se observa que el 80.4% se concentra en 11 causas. La primera causa corresponde a las afecciones agudas de las vías respiratorias superiores con el 21.0% seguido de la desnutrición en 13.8%, anemias nutricionales (12.2%), enfermedades infecciosas intestinales (10.9%), otros transtornos maternos relacionados al embarazo (5.4%) enfermedades de la cavidad bucal (4.0%), dermatitis y eczema (3.1%), infecciosas de transmisión sexual (3.0%), micosis (2.6%), dorsopatías (2.5%) y transtornos de la conjuntiva (2.0%, en menor proporción se encuentran los otros diagnósticos".
(subrayado agregado)

[625] **Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA, que aprueba el "Plan de Acción de Salud Integral con Potencialidad Cultural para la población de las comunidades nativas de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukai, distrito de Imaza, provincia de Bagua, Amazonas, 2019-20121".**
"(...)
FINALIDAD
Contribuir a mejorar la salud de los pobladores de las comunidades de Nazareth, Pakun, Wachapea y Umukay ubicadas en el distrito de Imaza de la provincia de Bagua, del departamento de Amazonas, que fueron expuestos al derrame de petróleo en el mes de enero de 2016 en la quebrada Inayo.

Sede Bagua, en la que dicho órgano jurisicccional ordenó al MINSA, el GORE Amazonas y a la DIRESA Amazonas diseñar, implementar, y ejecutar una estrategia de salud pública de emergencia en las comunidades nativas de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukay, que permita establecer un programa de atención médica especializada gratuita a todos los integrantes de dichas comunidades nativas.

854. Por todo lo expuesto, en el presente PAS se evidencia la generación del daño real a salud de las personas en su componente físico, al presentarse 39 personas (entre hombre, mujeres y niños) que presentaron síntomas de intoxicación aguda producto del contacto directo del hidrocarburo proveniente del derrame de Imaza.

855. Finalmente, debe señalarse que el propio administrado en sus descargos del 15 de agosto del 2018[626] refirió a que en el presente caso se pudo configurar una exposición aguda por la irritación a nivel cutáneo producto del contacto con el hidrocarburo, tal como se configuró en este caso:

> *"El crudo de petróleo, mezcla de hidrocarburos y otros componentes, tiene como una de sus propiedades la de ser **irritante, es decir, de producir signos de inflamación transitoria al contacto con los diversos tejidos del ser humano los cuales están representados principalmente por la piel** (...). La irritación de la piel produce síntomas tales como ardor, prurito, eritema y erupciones transitorias a nivel cutáneo.*
>
> *Finalmente, luego de lo descrito en párrafos a anteriores, en relación a lo afirmado en los ítems 80 y 85, queremos dejar establecido que **si bien existe la real posibilidad de contacto de determinado sector de la población con el crudo de petróleo, producto del derrame en la zona de la referencia**, el tiempo transcurrido entre el evento y las evaluaciones incluidas en el presente informe, no permiten poder establecer con un fundamento racional la existencia de daños producto de exposición crónica (8). **En el peor de los escenarios puede haberse configurado una exposición aguda con daño transitorio** debido a la irritación a nivel cutáneo (...), sin percursión a futura en la salud humana".*
> *(Subrayado y resaltado agregado).*

h.3. Análisis de la perturbación a la salud en su componente social

856. De acuerdo a la información trasladada al OEFA por el Ministerio de Cultura, las comunidades aledañas a la zona de afectación del derrame en Imaza se encuentra en situación de pobreza extrema en un 42.7%[627], es decir, casi la mitad de la población de todas las comunidades que integran el distrito de Imaza, está conformados por hogares cuyos gastos per cápita están por debajo del costo de la canasta básica de alimentos[628].

857. A su vez, en el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC[629] el Ministerio de Cultura, señaló que las comunidades realizan actividades de pesca (principal actividad de subsistencia) en los ríos afectados por el derrame, agricultura, actividades pecuarias y caza. En ese sentido, a continuación, se analizará si es que estas actividades llevadas a cabo por el pueblo Awajun fueron perturbadas por el derrame de Imaza.

Sobre la perturbación a la actividad de pesca

858. De acuerdo con los resultados del monitoreo efectuado por el SANIPES[630], las especies bagre y mota, son no conformes para las características de color, olor y textura, por presentar indicios de descomposición, y los peces de las zonas afectadas del río Chiriaco no son aptos para el consumo.

---

626 Registro de trámite documentario N° 2018-E01-69005. Folio 156 del expediente.

627 Página 7 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

628 Pobreza monetaria. Ver: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1425/cap03.pdf

629 Página 10 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

630 Análisis reccogido en el Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA.

859. Esta afirmación fue recogida en el Informe N° 044-2016-SANIPES-DSNPA de la primera intervención en Chiriaco en el que concluyó que debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Chiriaco, siendo los metales plomo y cadmio[631] indicadores de contaminación petrolera:

> *"INFORME N° 044-2016-SANIPES-DSNPA*
> ***CONCLUSIÓN***
> ▪ *Debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Morona y Chiriaco. Siendo el plomo y cadmio indicadores de contaminación petrolera.*
> ▪ *Debido a la posible afectación de las cuencas por el derrame en las zonas de Chiriaco y Morona, la población de peces, han migrado o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva, posterior al evento del derrame de petróleo crudo.*
> *(…)*
> ▪ *Por lo anteriormente expuesto, los peces de las zonas afectadas (ríos Chiriaco y Morona) No son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de estas zonas".*
>
> *(Subrayado agregado)*

860. De esta forma, siendo la pesca una de los principales medios de consumo de las comunidades nativas[632], se advierte que la población de las comunidades nativas se han visto afectadas en uno de sus principales medios de subsistencia, ya que los ríos y quebradas afectados por el derrame incidieron directamente en la flora y fauna de los cauces[633].

861. Conforme a lo indicado, en base a los monitoreos realizados por SANIPES[634], se confirma que el recurso hidrobiológico ha sido afectado por el derrame de petróleo crudo de Imaza; y, en consecuencua, se aprecia que la ingesta de proteína proveniente de las actividades de pesca de subsistencia de las zonas aledañas ha sido alterada negativamente tanto en la disminución de la disponibilidad de los recursos producto de la mortalidad y movilidad de los peces, como en la calidad de estos debido a los excesos de los LMP de cadmio y plomo en los peces disponibles.

862. Este escenario de perturbación al bienestar social de las comunidades nativas al alterarse su fuente directa de proteína, también fue recogido por ERM, quienes señalaron que las comunidades tuvieron que cambiar su dieta y reducir sus porciones alimenticias de comida, además de recurrir a la recolección de caracoles y cangrejos, tal como se indica en la Carta SEHS-JAAM-1397-2016 de Petroperú[635]:

---

[631] Clapp R, Howe G, Mlzrahi S. La extracción de petróleo y los impactos humanos a la salud en la concesión de Texaco en Ecuador. Una revisión bibliográfica. Ecuador. 2006.
Cadmio: Es eliminado en la combustión de fósiles. La inhalación es la principal vía de ingreso al organismo y puede causar problemas pulmonares, renales y fragilidad de los huesos. La exposición de 2 horas con este compuesto causa tos e irritación leve de garganta; de 4 a 10 horas aparecen síntomas como tos, presión esternal, dolor de pecho, dificultad respiratoria, sudoración, temblor y dolor de extremidades; de 8 horas en adelante aparece una severa dificultad para respirar, tos persistente, debilidad, malestar, anorexia, náusea, diarrea, micción frecuente en la noche, dolor abdominal, expectoración de sangre y postración. Las exposiciones a altos niveles pueden ser fatales y los que sobreviven pueden tener secuelas por años. Con la ingesta, el carácter irritante también aparece a nivel digestivo y se puede concentrar en riñones. Estudios en animales han demostrado que su absorción es mayor en niños y embarazadas con dietas bajas en calcio, proteína o hierro y ricas en grasas. Solo una escasa cantidad pasa la barrera placentaria.

[632] Página 13 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[633] Página 11 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[634] Debe tomarse en cuenta que las especies testigo escogidas en la segunda intervención a Chiriaco, tienen patrón de migración de grandes distancias; por ello, no son especies adecuadas para usarlas como especies testigo.

Asimismo, el estado climático, lluvias y el incremento del nivel del río, es un factor que influye en el aumento de movilidad de la especie. En el departamento de Amazonas durante los meses de noviembre a abril, se caracteriza por ser temporada de lluvias, asimismo los peces se guían de los pulsos de inundación para realizar la migración, principalmente para fines reproductivos.

En ese sentido, las especies testigos escogidas para la segunda intervención a Chiriaco (boquichico), no generan certeza técnica de contar con las características necesarias para ser consideradas muestras testigo; razón por la cual se recogen las conclusiones del informe de la primera intervención en Chiriaco.

[635] Registro de trámite documentario N° 2016-E01-083546. Pag. 38 del Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Oleoducto Norperuano Informe Final al Cierre de Actividades".

"(...), la población de las CCNN manifiesta temor al consumir pescado afectado. De manera general, se observa que en las comunidades nativas el pescado es uno de los recursos de mayor importancia, por tanto, la pérdida del mismo puede generar un desequilibrio en la economía y consumo familiar.

*Al darse la restricción de pesca, los pobladores recurrieron a las cochas y quebradas de sus respectivas comunidades y tuvieron que agenciarse de peces de menor envergadura, **reduciendo las porciones alimenticias en las comidas diarias**. Otra de las estrategias asumidas por la población es la recolección de caracoles y cangrejos de las quebradas, producto que antes del derrame no se consumía tanto.*
Además, se incrementó la recolección de suri, chonta, cocona y pituca. A las fechas del trabajo de campo, ninguna institución les había informado si podían o no, volver a pesca".

Sobre la perturbación a la actividad de caza

863. Respecto a los animales que pueden ser utilizados por los awajun como alimento, cabe indicar que la DE realizó un monitoreo ambiental de fauna silvestre del 31 de marzo al 22 de abril del 2016 por las áreas donde discurrió el petróleo crudo[636], cuyos resultados constan en el Informe de Evaluación N° 1[637].

864. En dicho informe se concluyó que en las zonas sin afectación[638] (punto blanco) se registraron 5 especies de mamíferos de 4 órdenes y 5 familias taxonómicas como el *Cuniculus paca* (majaz), *Dasyprocta variegata* (añuaje) y *Pecari tajacu* (sajino); sin embargo, en las zonas afectadas por el derrame[639] no se evidenció presencia alguna de mamíferos[640].

865. Cabe señalar que la ausencia de dichas especies impacta en la dieta diaria de las comunidades ubicadas en zonas aledañas al derrame pues mediante su consumo obtenían el aporte proteico de su dieta diaria.

Sobre la alteración a las actividades agrícolas y pecuarias

866. Sobre las actividades agrícolas, los awajún realizan prácticas productivas agrícolas y pecuarias (agricultura y crianza pecuaria con bebedero en curso de agua afectado[641] y alimentación de pastos)[642]; a su vez, la economía de las comunidades nativas próximas al río Chiriaco y Marañón está basada principalmente en la agricultura a pequeña escala, siendo la actividad agrícola básicamente para el consumo familiar.[643]

867. El crudo del derrame de Imaza alcanzó áreas agrícolas afectando a cultivos de plátano, cacao, entre otros, siendo algunos de éstos de autoconsumo[644], ante lo cual de presentarse trazas de crudo en estos cultivos los pobladores quedan expuestos al contacto de este suelo con hidrocarburos.

868. Respecto a la situación específica de los cultivos de arroz, el MINAGRI identificó *in situ* la existencia de parcelas de arroz en estadio de floración, encontrando además

636 Informe de Evaluación N° 1, pp.79. Folio 816 del expediente.

637 Cabe indicar que para evaluar los resultados de afectación de fauna se combinaron las técnicas de transectos, fototrampeo e índices de ocurrencia. Y se dividieron las zonas de estudio entre zonas afectadas por derrame y zonas no afectadas por el derrame.

Los transectos en la zona afectada comprenden Inayo R1 e Inayo 2; mientras que de la zona no afectada son Inayo R3 e Inayo R4. En cámaras trampa la zona la zona afectada corresponde a los puntos Inayo 4, Inayo 5 e Inayo 6, mientras que la zona no afectada corresponde a los puntos Inayo 1, Inayo 2 e Inayo 3.

638 Puntos Inayo 3 e Inayo 4, del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente.

639 Y en las que Petroperú tuvo que realizar actividades de limpieza por estar impregnadas con crudo.

640 Página 139 del archivo digitalizado del Informe de Evaluación N° 1, que obra en el folio 816 del expediente.

641 Página 13 del documento digitalizado denominado "Informe 049-2016-MINAGRI", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

642 Página 227 del Informe de Evaluación N° 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

643 Página 5 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

644 Página 13 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

que éstas parcelas utilizaban el agua que era captada de la quebrada Inayo, las mismas que tuvieron que ser clausuradas temporalmente desde la fecha de derrame de petróleo; lo que conllevaría a que el cultivo pierda el cuajado de grano[645]:

> *"Con respecto a daños causados en cultivos de arroz, según nos informó los representantes del Gobierno Regional de Amazonas y el representante de Petroperú existen 10.750 ha de arroz, las mismas que están en plena floración (…) las 2 parcelas están juntas y en el mismo estadio de ciclo de cultivo.*
>
> *Al respecto se ha verificado in situ que, el agua para riego de las parcelas de arroz era captadas de la quebrada Inayo en el punto km 3.00, por lo que se ha clausurado temporalmente dicha bocatoma desde la fecha del derrame de petróleo, como se indicó anteriormente el cultivo estaba en plena etapa de floración y al no tener las condiciones adecuadas se ha perdido el cuajado del grano".*

869. Esto es de especial relevancia ya que el arroz es una planta semiacuática, o hidrófila[646] que cuando está en proceso de floración genera una semilla que está en estado lechoso por 45 días aproximadamente; y que si se le corta el suministro de agua se interrumpe su ciclo de vida, por afectar a los procesos de floración, fecundación y llenado de grano, que es la etapa en donde se produce el grano de arroz. Si no hay grano, no hay cosecha para la campaña específica, y tampoco semilla para una campaña próxima de cultivo[647].

870. Asimismo, el GORE Amazonas, en el Informe N° 004-2016-GRA-AMAZONAS/GRDE/DRA/DSFLPA/VC/EJHZ[648] verificó que existen treinta (30) predios agrícolas afectados directamente[649], y que 8 agricultores arroceros han sido afectados indirectamente debido a que no podrán instalar sus cultivos de la manera usual, debido a que el canal con que riegan y que captaba aguas de la quebrada Inayo ha sido contaminado. Dicho informe adjunta también un cuadro especificando el tipo de cultivo afectado entre los que tenemos al cacao, pastos, bambú, plátano y sangre de grado.

871. De lo descrito, se tiene que tanto los márgenes de los cuerpos de agua en donde se detectaron hidrocarburos son utilizados por sus recursos hidrobiológicos[650],. Asimismo, las aguas y suelos de las riberas de estos ecosistemas son utilizados para el desarrollo de la actividad agrícola con fines comerciales y de autoconsumo, además del desarrollo de actividades pecuarias y recreacionales.

872. Cabe indicar que los ríos Chiriaco y Marañón son también utilizados para tareas domésticas como lavado de ropa y actividades recreacionales (nado y juegos de niños), lo cual fue verificado por el INDECI en el Informe Situacional 001-2016-INDECI, en donde se indicó que la población se encontraba en riesgo de exposición al crudo debido a que dichas actividades son llevadas a cabo en el río[651].

873. Posteriormente, se también remitió el Informe N° 052-2016-GOB.REG-A/DRA-A/AA-B/OEEE, el cual señala que el ganado vacuno no tiene acceso al consumo del agua de la quebrada Inayo por estar contaminada con petróleo y que el ganado está siendo llevada a fuentes lejanas a tomar agua como a ser pastados en invernas de terceras personas que los están arrendando para la alimentación de dicho ganado.

---

645 Documento digitalizado que obra en el folio 1448 del expediente.

646 Las hidrófitas o plantas acuáticas son las que viven en el agua o en suelos inundados.

647 Corresponde precisar que en el informe del MINAGRI se hace referencia al porcentaje específico de cosecha de arroz que se podría perder (30%), no obstante, esta pérdida de producción ya configura un menoscabo determinante, sobre todo si se toma en cuenta que el porcentaje de pobres extremos -que no cubren su canasta básica- en la zona es de 42.7%.

648 Registro N° 2016-E01-21396, del 21 de marzo de 2016.

649 De acuerdo a la Base Gráfica de la Dirección de Saneamiento Físico Legal de la Propiedad Agraria.

650 Desde donde las comunidades obtienen su principal alimento proteico (peces).

651 Página 16 del documento digitalizado denominado "Informe Situacional 001-2016-INDECI", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

874. Por lo tanto, se verifica que las comunidades en el ámbito de incidencia del derrame, sufrió una alteración en su dieta, al no tener disponibilidad de peces y al tener que llevar a cabo otro tipo de actividades como la recolección de cangrejos y otros animales para acceder a contenido proteico, además de tener que cambiar sus usos agrícolas y actvidades ganaderas, lo cual verifica la alteración de sus costumbres tradicionales.

Sobre la accesibilidad al agua

875. A consecuencia del derrame de petróleo de Imaza, el petróleo derramado alcanzó la quebrada Inayo y discurrió aguas abajo hacia los ríos Chiriaco y Marañón, por lo que se detectaron concentraciones de TPH en los resultados de análisis de agua[652] y en los resultados de análisis del suelo[653] de las riberas de la quebrada Inayo y el río Chiriaco.

876. Respecto de ello, el INDECI[654] indicó que, a consecuencia del rompimiento de las contenciones del crudo de la quebrada Inayo, éste fue llevado hasta los ríos Chiriaco y Marañón afectando las siguientes localidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wanchints, Nazareth, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren, identificando, al último reporte del 27 de febrero del 2016, **3222 afectados**[655].

877. Asimismo, la DS[656], durante las supervisiones especiales efectuadas al derrame de Imaza, procedió a tomar muestras de agua superficiales a fin de determinar el nivel de afectación, que resaltan valores de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH), aceites y grasas, así como de algunos metales, que superaron los valores indicados en los Estándares de Calidad Ambiental para Agua (ECA) aprobados mediante Decreto Supremo N° 015-2015-MINAM.

878. En este informe se dejó constancia, además, que el Centro de Operaciones de Emergencia del Ministerio del Ambiente informó sobre la entrega 24 mil sachet para desinfectar el agua y 1500 kits "Mi Agua". Este dato es relevante, porque confirma la alteración del agua de consumo humano por parte del derrame de Imaza, además de alterar las condiciones de vida de la población.

879. El INDECI, también indicó que el Ministerio de Salud trasladó a las zonas afectada 2 plantas de tratamiento de agua, una para el tratamiento de aguas provenientes de fuentes naturales, a fin de garantizar el recurso para consumo humano, y otra para el tratamiento de aguas residuales, dichas plantas también podrían ser utilizadas para labores de riego[657], además, se tienen diversas actividades orientadas a preservar la salud de la población afectada por el derrame que se vio obligada a recurrir a ayuda asistencial para el acceso al agua, como:

- La entrega de 2000 unidades de filtro de agua en el distrito de Imaza; además de atender a 243 personas que tuvieron contacto con el crudo; y, que el Centro

---

652 Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, Informe Técnico N° 011-2016-ANA-AAA VI MARAÑÓN-SDGCRH/JAMV, contenidos en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

653 Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, Informe Técnico N° 011-2016-ANA-AAA VI MARAÑÓN-SDGCRH/JAMV, contenidos en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

654 Documento digitalizado que obra en el folio 816 del expediente.

655 Ibídem.

656 Página 34 al 39 del Informe de Supervisión N° 1171-2016.

657 Una para el tratamiento de aguas provenientes de fuentes naturales, a fin de garantizar el recurso para consumo humano, y otra para el tratamiento de aguas residuales.

de Operaciones de Emergencia del Ministerio del Ambiente entregó 24 mil sachet para desinfectar el agua y 1500 kits "Mi Agua";

- La distribución de 374 bidones para cloración de agua, en las comunidades con mayor riesgo ubicadas en la rivera del rio Chiriaco, que son las comunidades nativas de Paku, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth[658].

880. Todas estas acciones por parte de múltiples entidades estatales evidencian el grado de respuesta ante una situación crítica y de riesgo para las comunidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wanchints, Nazareth, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren, que fueron identificadas por el INDECI como las principales localidades afectadas por el derrame de Imaza.

881. Finalmente, respecto al componente social de la salud, es importante señalar que el 9 de enero del 2019 se publicó en el diario oficial "El Peruano" la Resolución Ministerial Nº 022-2019/MINSA emitida por el Ministerio de Salud, que aprueba el "Plan de Acción de Salud Integral con Potencialidad Cultural para la población de las comunidades nativas de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukai, distrito de Imaza, provincia de Bagua, Amazonas, 2019-20121". Dicho plan tiene 3 líneas de acción[659], el cual contempla la ejecución de atención de salud tanto fisica como social por parte tanto del MINSA como de la DIRESA Amazonas.

882. Lo anterior se evidencia en las líneas de acción para la ejecución del referido plan, en las que se establece una ejecución hasta el 2021 de atenciones de salud especializada con énfasis en poblaciones especialmente vulnerable como niños y madres gestantes (componente fisico de la salud); y, el fortalecimiento de la vigilancia sanitaria de agua para consumo humano y promoción de empoderamiento en salud social en las familias y comunidades (componente social de la salud)[660]:

- Línea de Acción 1: Implementación de atención médica integral y especializada para los pobladores de las comunidades nativas de Nazareth, Pakun, Wachapea y Umukay; con énfasis en la población vulnerable (niños, niñas, madres gestantes y adultos mayores) y ocn pertinencia cultural.
- Línea de Acción 2: Fortalecer e implementar la vigilancia epidemiológica en las comunidades de Nazareth, Pakun, Wachapea y Umukay.
- Línea de Acción 3: Fortalecer la vigilancia sanitaria de agua para el consumo humano en las comunidades de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukay.
- Línea de Acción 4: Promover acciones coordinadas e integrales de manera multisectorial para lograr empoderamiento y participación social en salud en las familias y comunidades nativas de Pakun, Nazareth, Wachapea y Umukay.

---

658 Cuadro Nº 5 del "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016".

659 De acuerdo al "Plan de Acción de Salud Integral con Potencialidad Cultural para la población de las comunidades nativas de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukai, distrito de Imaza, provincia de Bagua, Amazonas, 2019-20121", se tienen 3 líneas de acción, con la respectiva autoridad encargada de ejecutarla, y su duración:

"Línea de Acción 1:
Implementar a través de la Dirección Regional de Salud (DIRESA) Amazonas durante los años 2019 al 2021 un programa de atención médica integral y especializada para los pobladores de las comunidades nativas de Nazareth, Pakun, Wachapea y Umukay; con énfasis en la población vulnerable (niños, niñas, madres gestantes y adultos mayores) y ocn pertinencia cultural.
(…)

Línea de Acción 2:
Fortalecer e implementar la vigilancia epidemiológica en las comunidades de Nazareth, Pakun, Wachapea y Umukay.
(…)

Línea de Acción 3:
Fortalecer la vigilancia sanitaria de agua para el consumo humano en las comunidades de Nazareth, Wachapea, Pakun y Umukay.
(…)

Línea de Acción 4:
Promover acciones coordinadas e integrales de manera multisectorial para lograr empoderamiento y participación social en salud en las familias y comunidades nativas de Pakun, Nazareth, Wachapea y Umulay.
(…)".

660 Ibídem.

h.4. Análisis de la perturbación a la salud en su componente mental

883. Cabe señalar que la exposición a hidrocarburos no solo puede afectar la dimensión del bienestar físico de los pobladores de las comunidades, sino que además genera un estado de alerta y miedo, al ver su medio de subsistencia (tierra y ríos) afectados, los cuales impactan de manera negativa en la psique de los pobladores, además del desarrollo de sus costumbres tradicionales, toda vez que ya no pueden interactuar con los elementos de su territorio.

884. Debe incidirse en que las comunidades nativas del distrito de Imaza se encuentran preponderantemente con una alta incidencia de pobreza extrema; y, por ende en situación de interdependencia con su entorno para proveerse de alimento mediante la la pesca, en ese sentido ante perturbaciones en los cuerpos de agua, se verificará de forma natural el miedo, entendido este como una perturbación cuya presencia se manifiesta ante estímulos presentes, como objetivamente se presentaron en el entorno próximo a los ríos Chiriaco y Marañón.

885. Adicionalmente, la incertidumbre sobre las difiicultades de sobrevivencia inmediatas respecto a su ingesta de comida y bebida, se verán maximizados ante la falta de animales para caza, y pérdida de cultivos, provocando cuadros de ansiedad en población que se encuentra ya en el decil (10%) más pobre de los distritos a nivel nacional[661].

886. Por último, debe recordarse que el bienestar comunal se encuentra directamente comprendido en el derecho a la salud, conforme a lo estableció el Tribunal Constitucional, al considerar que la salud puede ser enfocada desde tres perspectivas, individual, familiar, y comunitario o colectivo[662]

i. Conclusión

887. Conforme a lo expuesto, se verifica los efectos negativos específicos del derrame de petróleo crudo y la posterior migración del mismo sobre la salud de los miembros de las comunidades que se desarrollan en las áreas afectadas por el derrame de Imaza, los cuales no solo se presentaron por el contacto directo con los hidrocarburos, sino además por la perturbación de los componentes ambientales agua y suelo, que resultan fundamentales para el sostenimiento de la población awajún.

888. En virtud a lo expuesto, se observa que el derrame contaminó el suelo y las fuentes de agua[663] de las zonas de influencia donde viven diversas comunidades. El hidrocarburo derramado discurrió por las quebradas y ríos de dicha zona, lo cual afectó afectó las fuentes de alimentos y agua de la población que vivían en la zona de influencia del derrame de Imaza.

889. Esta población se encontró expuesta negativamente en su salud, en la medida que sus fuentes de alimentos y agua se encontraban impactadas con hidrocarburo, lo cual restringió el libre desarrollo de sus actividades cotidianas.

890. Por lo tanto, las comunidades tuvieron que realizar cambios en sus costumbres tradicionales al verse forzados a modificar su fuente de abastecimiento de agua,

---

661 Página 36 del Informe Final al Cierre de Actividades - Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Oleoducto Norperuano.

662 Fundamento 20 de la Sentencia del Tribunal Constituciona recaída en el Expñ 3081-2007-PA/TC. Disponible en: https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2008/03081-2007-AA.html

663 Utilizada para actividades de agricultura, ganadería, recreacionales y transporte mediante el río.

racionando la cantidad de agua empleada en sus actividades, exponiéndose a un escenario no tradicional.

891. En virtud a lo expuesto, la salud de la población de las zonas de influencia de los derrames se encontró expuesta e impactada negativamente; generándose un daño real y objetivo a su salud, toda vez que la salud es un estado de completo bienestar físico y social integral.

j. Análisis de descargos sobre el daño a la salud

j.1. Sobre el Informe Complementario Imaza y la acreditación del daño a la salud

892. Petroperú[664] indica que del análisis de la información contenida en el Informe Complementario Imaza, si bien presentan fotografías del evento, dichos efectos fueron limpiados y remediados por Petroperú.

893. Sobre ello, de la revisión del Informe Complementario Imaza se tiene que en su fotografía N° 26, tomada el 15 de febrero del 2016, se observa a un poblador impregnado con crudo en sus extremedidades, por lo que dicha fotografía es un medio probatorio relevante para la verificación si el crudo que discurrió desde el km 440+781 y generó riesgo de exposición (daño potencial) para la población de las comunidades nativas asentadas en los márgenes de los ríos Chiriaco y Marañón.

894. Por ello, se verifica que el Informe Complemetario acredita el riesgo de afectación potencial a la salud humana; además, dicho informe da cuenta de la información remitida por la DIRESA Amazonas, el Ministerio de Cultura y el INDECI, necesarias para la evaluación de la generación de daño real a la salud, en la medida que dichas instituciones también realizaron visitas de campo a las áreas afectadas, identificando personas y niños expuestos directamente al crudo (de acuerdo a los medios fotográficos de dichos informes); y, especificamente en el caso de la DIRESA Amazonas, verificando mediante inspecciones médicas los síntomas de los niños y adolescentes expuestos de las comunidades de Pakún, Nazareth, Nuevo Progreso y Wachapea.

895. En ese sentido, debe desestimarse lo alegado por el adminstrado en este extremo.

j.2. Sobre que el ITA Imaza no acredita afectación alguna a la salud humana

896. Petroperú indicó en sus descargos[665] que el OEFA sustenta el daño real a la salud humana en fotografías del ITA Imaza, en la que refiere que se observan signos de sarpullido presuntamente atribuible a la exposición al petróleo crudo.

897. Sobre el particular, el ITA Imaza en su imagen N° 18 hace referencia a imágenes de captura de la filmación de un programa de televisión en donde se hace referencia a lesiones dérmicas en niños que habrían sido expuestos al crudo proveniente del derrame en Imaza.

898. Al respecto, se debe tomar en cuenta que el ITA Imaza no sustenta el daño a la salud exclusivamente sobre las bases imágenes o fotografías, sino de la información recogida por la DIRESA Amazonas, referida tanto al riesgo de exposición al crudo de los 6160 habitantes[666] residentes en la rivera de los ríos Chiriaco y Marañón, por

---

664 Página 70 de los descargos a la variación: "Informe complementario relacionado al análisis de la información remitida respeto del derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II, no se presenta medios probatorios de afectación a la salud humana, si bien presentan fotografías del resultado del evento, sobre este se tomó las acciones de limpieza y remediación, tal como se muestra en los informes posteriores de supervisión".

665 Página 54 de los descargos a la variación.

666 Página 248 del archivo digitalizado del ITA Imaza (folio 1 del expediente):

haberse identificado manchas de petróleo en estos ríos producto de la migración de petróleo desde la quebrada Inayo; y, además del conocimiento de las 39 personas que presentaron sintomatología relacionada a la exposición de petróleo, entre las que se encontrarían niños menores a 12 años[667].

899. En atención a lo referido, la Dirección de Supervisión en el ITA Imaza tomó en consideración tanto el número de personas (6160) que estuvieron en riesgo de exposición, así como los 39 que la DIRESA Amazonas identificó con síntomas de intoxicación aguda, razón por la cual, no sustentó su acusación[668] sobre la base exclusivamente de fotografías, sino en datos emitidos por la autoridad de salud competente.

900. En ese sentido, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo del PAS.

j.3. Sobre que no existieron exposiciones prolongadas ya que el petróleo se diluyó en el agua

901. Petroperú alegó que las características del evento se encuentran enmarcadas en un área abierta y no confinada, sujeta a que las concentraciones de los hidrocarburos en el agua disminuyan de forma progresiva, disminuyendo el riesgo de exposición, por lo que se descartaría una exposición al crudo que cause intoxicaciones crónicas.

902. Respecto de lo alegado por Petroperú debe recordarse que el petróleo tiende a flotar debido a la diferencia de densidad que presenta con respecto al agua[669], razón por la cual ante de un derrame en un cuerpo hídrico, este permanecerá en la superficie, con lo cual se descarta que las concentraciones de hidrocarburos por si mismas se diluyan de forma progresiva.

903. Asimismo, se tiene que, en el caso bajo análisis, la DIRESA Amazonas identificó que desde el 9 de febrero del 2016 existieron casos de exposición directa con hidrocarburos por parte de pobladores de 4 comunidades nativas distintas, mientras que la Dirección de Supervisión durante la Supervisión Especial Imaza 2, tomó fotografías del 15 de febrero del 2016 en las que también se observan pobladores con exposición directa al petróleo. En ese sentido, no se encuentran evidencias que acrediten que el riesgo de exposición al crudo disminuyó por encontrarse en cuerpos de agua como los ríos Chiriaco y Marañón, máxime si habiendo transcurrido 7 días desde la primera identificación de casos de exposición directa, la Dirección de Supervisión pudo fotografiar pobladores en la misma situación de exposición.

"(...)
Asimismo, de la información recaba de diferentes entidades públicas, se tiene lo siguiente:
Dirección Regional de Salud de Amazonas
A través del Informe Técnico Nº 005-2016-G.R.AMAZONAS/DRSA/DSA-ASB del 14 de febrero de 2016, la Dirección Regional de Salud de Amazonas informó sobre la problemática de la calidad de agua para el consumo humano en el centro poblado Inayo por derrame de petróleo indicando lo siguiente:

4.0 Conclusiones
Producto de la contaminació de los ríos Chiriaco y Marañón, actualmente 6160 habitantes residentes en la rivera de estos ríos (solo en la jurisdicción de la micro red de salud Chiriaco) se encuentran expuestos a dicha contaminación, puestos que estos ríos son empleados para la pesca como para el baño (recracional), l o cual estaria ocasionando riesgo al ambiente y a la salud de las personas".

667 Información que también fue recogida en el ITA Imaza. Ver páginas 248 y 249 del archivo digitalizado del ITA Imaza (folio 1 del expediente):
"Al respecto debemos indicar que la referida dirección emitió el informe (...) en el cual indicó lo siguiente:
(...)
Del 16 al 19 de febrero una brigada integrada por un médico general, dos licenciados en enfermería, un biologo, un obstetra y 03 técnicos en enfermería se desplazaron por las principales comunidades afectadas, en el siguiente orden:
El 16 de febrero: Comunidad Nativa Pakun, se identificó dos personas con sontomatología relacionada a la exposición al petróleo.
El 17 de febreroi: Comunidad nativa Wachapea, se identificó 23 personas con sintomatología relacionada con la exposición al petróleo.
El 18 de febrero: Comunidad Natiav Nuevo Progreso, se identificó 15 personas con sintomatología relacionada con la exposición al petróelo".

668 Páglma 22 del ITA Imaza (folio 1 del expediente):
"De acuerdo a lo señalado, resulta evidente que, como consecuencia del derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016, se ha genetado una afectación a (...) y a la salud de las personas cuyo responsable es Petroperú al haberse ocaionado dichas afectaciones en el desarrollo de sus operaciones en el ONP.

669 http://www.mgar.net/mar/vertidos2.htm

904. En base a lo indicado, debe desestimarse lo alegado por el administrado en este extremo de sus alegatos.

j.4. Sobre que el OEFA no instruyó correctamente el PAS al no verificar las fuentes de agua de consumo humano de las comunidades

905. Petroperú en sus descargos indicó que la Autoridad instructora no ha realizado una indagación eficaz con la finalidad de contar con mayores elementos de juicio en el PAS, ello en la medida que el IFI recomienda declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú sin estar seguros de si el agua de río es la fuente principal para el consumo humano. En ese sentido, el administrado solicitó a la DFAI cursar cartas a las municipalidades colindantes a los eventos tanto de Imaza como de Morona con el propósito que informen si en los pueblos afectados existen piletas para el consumo de agua potable.

906. Sobre ello, debe indicarse que, en base a la información publicada por el el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI[670] como por el Ministerio de Cultura[671], ya existe una identificación de que el pueblo awajún solo hace uso de piletas o pilones en un 2.5% de todo el total de toda su población a nivel nacional; y que por el contrario, más de la mitad de ellos utiliza directamente fuentes naturales (ríos, acequias o manantiales) de agua no potable ni tratada (50.7%), así como una mínima cantidad de acceso a una red pública dentro de la vivienda (2.7%).

907. Sin perjuicio de ello, debe indicarse que los casos de intoxicación aguda identificados por la DIRESA Amazonas, previo censo de la población que estuvo expuesta al crudo del derrame en Imaza, evidencian un contacto a nivel cutáneo por la naturaleza irritante del petróleo, el cual es un efecto del hidrocarburo en la piel aceptado por Petroperú en sus descargos del 15 de agosto del 2018[672]:

> *"El crudo de petróleo, mezcla de hidrocarburos y otros componentes, tiene como una de sus propiedades la de ser* ***irritante, es decir, de producir signos de inflamación transitoria al contacto con los diversos tejidos del ser humano los cuales están representados principalmente por la piel*** *(…). La irritación de la piel produce síntomas tales como ardor, prurito, eritema y erupciones transitorias a nivel cutáneo.*

908. Por lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

j.5. Sobre si la sintomatología de los pobladores fue causada por cuadros afecciones endémicas por falta de acceso a servicios básicos

909. Petroperú indica que los pobladores de las localidades próximas al derrame de Imaza presentan diversas afectaciones a la salud ya que su estado se caracteriza por presentar cuadros de anemia, enfermedades parasitarias respiratorias, del tracto gastrointestinal, vómitos y diarreas acuosas, fiebres, etc debido al poco acceso de sistemas de agua, por enfermedades permanentes y endémicas de la zona del derrame no teniendo estos síntomas relación alguna con los efectos del crudo.

910. Sobre el particular, si bien se conoce por las fuentes de información pública las condiciones de vida de los habitantes de esa zona del país, Petroperú no ha probado

---

670 Ver "Resumen ejecutivo de los censos nacionales 20017:XI de población y vivienda – Resultados definitivos de las comunidades indígenas", disponible en: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib0789/Libro.pdf

671 Ver "Nuestros pueblo indígenas N° 2: Los pueblos achuar, awajun, kandozi y wampis" del repositorio público del Ministerio de cultura. Disponible en: http://repositorio.cultura.gob.pe/bitstream/handle/CULTURA/49/Los-pueblos-achuar-awajun-kandozi-y-wampis.pdf?sequence=1&isAllowed=y

672 Anexo 1C: "Comentarios sobre el Informe de Supervisión realizada en kilómetro 440+781 del tramo II del ONP – Imaza" de los descargos al inicio del PAS. Registro de trámite documentario N° 2018-E01-69005. Folio 156 del expediente.

que la sintomatología de las personas que estuvieron expuestas al crudo se deba específicamente por la falta de servicios de saneamiento

911. Además, su vez, conforme a lo indicado en los numerales precedentes, las variables de vulnerabilidad alegadas por el administrado, agravan la exposición de la población que habita de forma próxima al río Chiriaco y Marañón, en la medida que al no presentar un adecuado servicio de saneamiento y depender directamente del rio y sus recursos hidrobiológicos, su riesgo de exposición al cuerpo de agua con presencia de crudo, se incrementará, ya que el acceso al mismo para proveerse de agua o alimento es necesario para su supervivencia.

912. De esta forma, las condiciones socioeconómicas de la población próxima al derrame de Imaza, eleva la susceptibilidad a desencadenar respuestas tóxicas adversas o cuadros de intoxicación agudos ante la exposición de agentes xenobióticos que se encuentren presentes en su cadena trófica y en los recursos hídricos que emplean en sus actividades domésticas y recreativas.

913. En ese sentido, lo aseverado por el administrado no contradice lo indicado por las diferentes instituciones que describen a las comunidades afectadas por el derrame como poblaciones sensibles y/o vulnerables, tal como lo indica el Ministerio de Cultura en su Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC.

914. Por lo expuesto, se desvirtúa lo alegado por el administrado en este extremo del PAS.

j.6. Sobre la imposibilidad de configuración de una intoxicación crónica

915. En sus descargos al inicio, Petroperú indicó que por las propiedades del crudo[673], el tiempo transcurrido entre el evento y las evaluaciones incluidas, no se puede establecer con un fundamento racional la existencia de daño producido por una exposición crónica, ya que en el peor escenario se podría configurar una exposición aguda.

916. En relación a lo argumentado por el administrado, debe partirse que la salud se concibe como un estado completo de bienestar físico, mental y social, y no solamente como ausencia de afecciones o enfermedades[674].

917. Aunado a ello, es precio mencionar la clasificación de los tipos de exposición, según la ATSDR, una exposición[675] aguda es aquella en la que se produce una exposición a un químico durante 24 horas o menos; mientras que la crónica, es la exposición a un químico por más de 3 meses.

918. Asimismo, es preciso detallar que el concepto de exposición, se encuentra vinculado al concepto de intoxicación[676] que es el efecto de un agente tóxico sobre un sistema biológico y se traduce en una alteración del equilibrio fisiológico (homeóstasis).

---

673 Referido a ser suceptible de causar irritabilidad e inflamación sobre los tejidos humanos con síntomas como ardor, prurito, eritema y erupciones transitorias, que entra en remisión y termina al cesar la exposición.

674 **Constitución de la Organización Mundial de la Salud (OMS)**
"Los Estados partes de esta Constitución declaran, en conformidad con la Carta de las Naciones Unidas, que los siguientes principios son básicos para la felicidad, las relaciones armoniosas y la seguridad de todos los pueblos:
La salud es un estado de completo bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades".
Consultado en: http://apps.who.int/gb/bd/PDF/bd48/basic-documents-48th-edition-sp.pdf?ua=1#page=7

675 IV. Tipos de exposición
(...) Los tipos de exposiciones son
- Aguda, que es la exposición a un químico durante 24 horas o menos.
- Crónica, que es la exposición a un químico por más de 3 meses.
- Subaguda, que es la exposición a un químico durante 1 mes o menos.
- Subcrónica, que es la exposición a un químico entre 1 a 3 meses.

Consultado en: https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

676 Toxicología de Alimentos
2.4 Tiempo de Interacción del agente tóxico

919. Siguiendo lo expuesto, una intoxicación es una enfermedad y como tal debe considerarse bajo un criterio patocrónico (nosologico[677]).

920. A su vez, una intoxicación aguda se define como la exposición hacía un agente xenobiótico que produce una manifestación casi inmediata (en ocasiones en minutos) con una sola administración (o exposición) del tóxico, que puede llevar al intoxicado a la muerte, o a una recuperación total o parcial, de la que pueden quedar o no secuelas o lesiones persistentes.

921. En ese sentido, tomando en cuenta las definiciones anteriormente expuestas, se considera **que la existencia de una exposición crónica de consecuencias permanentes, no es la única condición para que se establezca el daño a la salud sobre los individuos,** toda vez que, incluso una exposición aguda provoca un menoscabo a las condiciones de salud (daño a la salud) que pueden ser transitorias o permanentes.

922. Adicionalmente, en el presente caso también se cumple la condición de afectaciones al bienestar fisico y social de las comunidades al verificarse una perturbación a sus condiciones de supervivencia en un entorno de dependencia directa sobre la caza, agricultura y pesca para su alimentación, lo cual prueba la afectación a nivel colectivo y de comunidad al tratarse de población awajun, situación que ha sido reconocida por el Tribunal Constitucional, al considerar que la salud puede ser enfocada desde tres perspectivas, individual, familiar, y comunitario o colectivo[678].

923. Por lo expuesto, se desvirtúa lo alegado por el administrado en este extremo del PAS.

j.7. Sobre la no acreditación de que los cuerpos de agua próximos al derrame de Imaza se encontraban contaminados

924. Petroperú alegó que el OEFA en sus fundamentos de sustento de daño a la salud del IFI no ha tomado en cuenta que en el Informe N° 0014-2016-DIN/DGCI/VMI/ se recomendó al Ministerio de Salud realizar los exámenes correspondientes para buscar contaminantes que puedan afectar la salud de las poblaciones nativas, y así poder informar de manera eficiente a la población. En ese sentido, Petroperú argumentó que la falta de certeza sobre si el agua[679] se encontraba contaminada contraviene el principio de tipicidad por el cual son pasibles de sanción, en la medida que la SFEM recomendó declarar la responsabilidad respecto a la generación de daños a la salud.

925. Sobre el particular, cabe indicar que en el presente PAS se dilucida la configuración del daño potencial y real a la salud humana producto del incumplimiento a las medidas de mantenimiento del ducto referidas en el PAMA del ONP, y no ejecutar las medidas inmediatas para controlar y minimizar los efectos del derrame de Imaza, ya producido[680].

926. En ese sentido, en la presente Resolución Directoral se analizaron los elementos[681] necesarios para la configuración de una ruta de exposición, y se verificó que de los

Consultado en: http://www.bvsde.paho.org/eswww/fulltext/toxicolo/toxico/1fund.pdf

677 La nosología es la rama de la medicina que se ocupa de la sistematización de las distintas enfermedades

678 Fundamento 20 de la Sentencia del Tribunal Constituciona recaída en el Expñ 3081-2007-PA/TC. Disponible en: https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2008/03081-2007-AA.html

679 Se entiende que Petroperú se refiere a los cuerpos de agua impactados por el derrame de Imaza, como con la quebrada s/n, Inayo y ríos Chiriaco y Marañón.

680 Es decir, que el derrame no pudo ser prevenido por Petroperú ya que las medidas de mantenimiento a ejecutar para evitar que se genere el riesgo de afectación al ambiente fueron incumplidas.

681 Fuente de contaminación; medios para el desplazamiento del contaminante; punto de exposición; ruta de exposición; y, existencia de población receptora.

medios probatorios analizados, se advierte que el crudo proveniente del derrame en Imaza se desplazó por los medios fluviales correspondientes a las quebradas sin nombre, y ríos Inayo, Chiriaco y puntos focalizados del río Marañón, impactando el agua y el suelo de sus riberas en la cuales habitan las comunidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wachints, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren, configurándose un menocabo potencial de contacto con hidrocarburos.

927. Sin perjuicio de lo expuesto, conforme a las fotografías 56°[682] del Informe de Supervisión Imaza 1 y N° 26 del del ITA Imaza[683] del 15 de febrero del 2016, el crudo llegó hasta los lugares donde se encuentran asentadas las comunidades nativas aledañas al río Chiriaco y Marañón, debido a que en las citadas fotografías se observa a pobladores con las extremidades cubiertas de petróleo, lo cual fue verificado también por el Ministerio de Cultura, conforme se evidencia de las fotografías del Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/CMI/MC.

928. En ese sentido, si bien se verifica la configuración de los elementos necesarios para acreditar el riesgo de exposición al crudo de la población; en el presente caso, en adición a ello, se cuentan con medios probatorios en donde se verifican que los habitantes de las comunidades nativas asentadas en las riberas del río Chiriaco y Marañón -por donde discurrió el crudo del derrame de Imaza- se expusieron directamente al petróleo del derrame; razón por la cual, se configuró el daño potencial y real[684]

929. En base a lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

j.8. Sobre los Informes N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC, Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB e informes del INDECI

930. Petroperú alegó que los Informes N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC e informes emitidos por el INDECI no pueden probar un daño a la salud debido a que no contienen mayor evidencia o trazabilidad científica.

931. Asimismo, el administrado menciona que el Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB, solo indica las condiciones de exposición entre el agente tóxico y el receptor; y el Informe de Seguimiento: Vigilancia Epidemiológica Post Desastre por Derrame de Petróleo en el Distrito Imaza / Provincia Bagua / Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016, y no cuenta con una determinación científica acerca de las causas que generan los síntomas.

932. Al respecto, se debe precisar que la salud abarca el bienestar físico, mental y social y, en consecuencia, un daño a la salud puede generarse a través de la afectación del plano físico, mental y/o social, por lo que basta que se compruebe la afectación de una de estas dimensiones de la salud para acreditar la existencia de un daño real.

933. Partiendo de esta premisa, se debe tener en cuenta que cada aspecto de la salud –físico, mental y social– poseen distintos tipos de evidencia para acreditar una afectación, la cual varía debido a la naturaleza de cada aspecto y de cada caso concreto. En ese sentido, la evidencia idónea para acreditar una afectación en el plano

---

682 Ver página 511 del documento digitalizado denominado Informe de Supervisión Imaza 1, contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

683 Cabe indicar que en la fotografía N° 26 del Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID también se observan a estas personas totalmente cubiertas de crudo. Ver página 30 del Informe N° 1171-2016 que obra en el folio 816 del expediente.

684 Sobre la verificación de intoxicaciones agudas por exposición al crudo.

físico no es la misma necesariamente para acreditar una afectación en el plano mental o social.

934. Adicionalmente, debe señalarse que el administrado presume sin sustento que el **Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB** carece de determinación científica, aun cuando se trata de la autoridad de salud, además de desconocer que la información verificada en dicho informe fue utilizada también como sustento para la declaratoria de emergencia a consecuencia del derrame; por lo que se desestima lo alegado por el administrado en este extremo.

935. Aunado a ello, es posible que un médico tratante pueda diagnosticar la causa mediante la consulta con el paciente, sobre el origen de la sustancia desencadenante, así como examinando la piel para observar el patrón y la intensidad de la erupción[685]. Por ende, la característica del síntoma irritación en la piel o dermatitis, puede ser evaluado sin la obligatoriedad de un análisis cuantitativo o ensayo clínico.

936. Por lo expuesto, se desestima lo alegado por el administrado en referencia al Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB.

j.9. Sobre que el OEFA no ha individualizado el daño a las personas

937. Petroperú indicó en sus descargos al IFI, variación e informes orales que el OEFA utiliza generalidades y no ha identfiicado a las personas presuntamente afectadas, ni tampoco se han individualizado los síntomas. Petroperú indicó en sus descargos que el OEFA utiliza generalidades y no ha identificado a las personas presuntamente afectadas, ni tampoco se han individualizado los síntomas.

938. Al respecto, s debe señalar que se ha identificado a las personas que presentaron perjuicios actuales respecto a su salud así como a las comunidades indígenas que estuvieron expuestas al petróleo crudo derrramado. Asimismo, se ha señalado en detalle cada una de las respuestas físicas así como emocionales y sociales evidenciados en el marco de las dos emergencias ambientales.

939. Por lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

a.1. Sobre que no existen informes médicos que acrediten el daño real a la salud

940. En sus descargos Petroperú señaló que el OEFA sustenta el daño real solo en declaraciones juradas y no en informes médicos que acrediten el daño real a la salud; lo cual tragredería el Artículo 5° del Decreto Supremo N° 024-2001-SA, que es la única prueba que permite determinar la causalidad es la llamada atención asistencial de diagnóstico y evaluación efectuada por un profesional de la salud, por ser este un "acto médico"[686].

941. Respecto de estos descargos, corresponde indicar que toda la información relacionada a la evaluación del estado de salud física que han sido evaluados en el presente procedimiento han sido emitidas por las direcciones de salud de competencia nacional y regional, así como los establecimientos de salud locales, los cuales cuentan con personal capacitado para la atención médica.

---

685 Dermatitis de contacto
Diagnóstico
Consultado en: https://www.mayoclinic.org/es-es/diseases-conditions/contact-dermatitis/diagnosis-treatment/drc-20352748

686 Petroperú indicó tanto en sus descargos al IFI, como en el informe oral del 8 de julio del 2019 que dicho dispositivo establece que el acto médico comprende "*los actos de diagnóstico, terapéutica y pronóstico que realiza el médico en la atención integral de pacientes, así como los que se deriven directamente de estos. Los actos médicos mencionados son de exclusivo ejercicio del profesional médico*".

942. Sin perjuicio de lo expuesto, considerando que la salud se concibe como un estado completo que abarca el bienestar físico, mental y social un daño a la salud puede generarse a través de la afectación del plano físico, mental y/o social, por lo que basta que se compruebe la afectación de una de estas dimensiones de la salud para acreditar la existencia de un daño real.

943. Siguiendo lo expuesto, en caso la afectación a la salud se acreditaría exclusivamente mediante un acto médico, se dejaría sin protección a los aspectos de la salud cuya afectación puede ser acreditada con medios probatorios distintos a los diagnósticos médicos, por tratarse de afectaciones al bienestar social; pues los diagnósticos médicos no son los únicos medios probatorios que acreditarían dicho menoscabo.

944. En ese sentido, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

a.2. Sobre que las diversas instituciones públicas presentan incongruencias en la presunta cantidad de personas afectadas[687]

945. Petroperú indicó en sus descargos a la variación que la información presentada por la DIRESA Amazonas y por el INDECI es contradictoria debido a que se utilizan diversos valores para identificar al número de personas presuntamente afectadas por el derrame de Imaza.

946. Corresponde precisar que de la revisión de la Tabla denominada "Información presentada por otras instituciones públicas" de la RSD de variación, se tiene que la información señalada como incongruente por Petroperú no se encuentra referido a las mismas situaciones, y por lo tanto, no es equivalente.

947. Ello debido a que la citada tabla hace referencia a: i)l número de personas que forman parte de la Micro Red de Salud de Chiriaco (6160); ii) El número de personas que la DIRESA identificó que se expusieron al crudo (243 personas); y, el número de personas que el INDECI identificó como afectadas (3222 personas).

948. Adicionalmente Petroperú indicó que la DIRESA Amazonas solicitó que los presuntamente afectados sean evaluados por un especialista, y que en su propio informe final no evidenció nuevos casos relacionados a la intoxicación por hidrocarburos.

949. Sobre el particular, cabe indicar que la propia DIRESA Amazonas efectuó un seguimiento de los 39 afectados al 2017, en los que la principal patología que refieren los pobladores de Wachapea seguía siendo la dermatitis, que podría estar asociada a una exposición con hidrocarburos; no obstante, dicha información no contradice la evidencia de los síntomas asociados a una intoxicación aguda el 9 de febrero del 2016, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

950. En ese sentido, al haberse verificado que la contaminación del río Chiriaco generó un daño en los componentes de bienestar físico y social de la salud de las comunidades nativas afectadas por el derrame de Imaza, por lo que corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo del PAS.

a.3. Sobre si la sintomatología por exposición al crudo fue generada por el derrame de Imaza

687 En referencia a la tabla "Información presentada por otras instituciones públicas" de la Resolución Subdirectoral de Variación.

951. Petroperú indicó que la DIRESA Amazonas[688] estableció que la sintomatología presentada por el OEFA como característica de exposición al crudo corresponde a otros factores de tipo social por lo que para poder concluir que los síntomas por exposición al crudo son reales, deberías analizarse los datos presentados por los centros de salud cercanos a Chiriaco y Nazareth[689].

Sobre si los síntomas del grupo de 39 persona corresponden a los de la intoxicación aguda por hidrocarburos

952. Antes de analizar los datos de centros de salud citados por el administrado, primero debemos establecer si los síntomas como cefalea e irritación de la piel, son característicos de la intoxicación aguda por hidrocarburos.

953. Al respecto, debe indicarse que, por las características del crudo, éste es suceptible de producir náuseas, mareos y dolor de cabeza[690,691] por una una prolongada o repetida exposición a bajas concentraciones de los componentes volátiles del petróleo.

954. Para el caso concreto en el Informe de Seguimiento: Vigilancia Epidemiológica Post Desastre por Derrame de Petróleo en el Distrito Imaza /Provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016[692], se indica que de las 39 personas identificadas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo crudo, el 51% presentó cefalea, el 41% dermatitis[693].

955. Sobre el particular, la sintomatología presentada por los pobladores de las zonas afectadas por el derrame de Imaza, es equivalente a los síntomas clínicos característicos de la exposición aguda al petróleo en estudios similares de exposición al crudo[694,695,696,697,698], lo que permite generar la certeza para afirmar que la existencia de una exposición aguda al petróleo crudo provocó un menoscabo a la salud (daño a la salud fisica) de los pobladores de las comunidades nativas afectadas.

956. Respecto de ello, también se tiene la información proporcionada por el tópico del Petroperú, empleado por trabajadores que realizaban actividades de limpieza y por ende, tenían exposición directa a los hidrocarburos, en los que advierte de la presencia de los mismos síntomas (cefalea, IRA y dermatitis). Es preciso mencionar que el porcentaje de dermatitis es menor debido al uso de EPP que cubren la mayor parte

[688] En el "INFORME FINAL: EVISAP DERRAME DE PETRÓLEO EN EL CASERIO VILLA HERMOSA – DISTRITO IMAZA / PROVINCIA BAGUA – REGIÓN AMAZONAS -FEBRERO 2016".

[689] Ello debido a que de la lectura del Informe Final Evisap no se reporta ningún caso determinante de afectación real a la vida o salud de las personas.

[690] Goldstein DH, Bendit JN. An epidemiological study of an oil mist exposure. Archives of Environmental Health 1970; 21: 600-603.

[691] Kaplan MB, Brandt-Rauf P, Axley JW, Shen TT, Sewell GH. Residential release of number 2 fuel oil: a contributor to indoor air pollution. American Journal of Public Health 1993; 83: 84-88.

[692] Documento 321 del Expediente Confidencial.

[693] Y, en menor medida el 2% presentó náuseas y todos fueron atendido ambulatoriamente.

[694] ASTDR, 1998. Reseña Toxicológica de los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH). Atlanta, EE.UU., Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades, Departamento de Salud y Servicios Humanos de los EE.UU., Servicio de Salud Pública.

[695] Castro, G. 2004. Protocolo Distrital de Primera Respuesta a Incidente por derrame y/o fuga de hidrocarburos. Comité operativo distrital. SDPAE. Secretaría de Gobierno. 30 Pp.

[696] Sánchez Salguero, Carlos Alberto., 2006. Manual De Intoxicaciones: Intoxicación Por Hidrocarburos. Publicaciones del Grupo de Trabajo de Intoxicaciones. Barcelona, España, Capitulo 15, 1-3P.

[697] Castro G. 2007. Informe final Diseño Monitoreo frente a derrames de hidrocarburos. Asesoría SAG Monitoreo frente Derrames de Hidrocarburos. Gobierno de Chile. Proyectos y Asesorías Ambientales. 116 Pp.

[698] Conant J., P. Fadem. 2011. Guía comunitaria para la salud ambiental. 2011. Capítulo 22. Petróleo, enfermedad y derechos humanos. Editorial Hesperian. 570 pp.

del cuerpo y por ende tiene un impacto en la manifestación de este sintoma, no obstante, de manera cualitativa se encuentre presente.

957. En ese sentido, tanto de manera concreta en el caso específico y con evidencia real y proporcionada por el propio administrado, así como con estudios científicos a nivel mundial, se demuestra que los síntomas referidos corresponden a una intoxicación por hidrocarburos.

958. Habiendo establecido la identidad de síntomas del grupo indentificado por la DIRESA Amazonas, corresponde analizar los datos relacionados a Chiriaco y Nazareth solicitados por Petroperú.

Sobre si los síntomas se encuentran presentes en la zona próxima a las comunidades nativas afectadas por el derrame de Imaza

959. De la revisión del expediente, se tienen los resultados de las principales patologías registradas del 28 de febrero hasta el 22 de marzo del 2016, en los que se realizó una campaña con especialistas quienes atendieron a pobladores en la localidad de Chiriaco y Nazaret, donde el número total de personas atendidas fue de 485[699]; y, el porcentaje de incidencia de cefaleas fue de 4.8% mientras que para dermatitis fue de 3.3%.

960. En ese sentido, los datos presentados por las atenciones de Chiriaco y Nazaret, indicadas en los informes EVISAP refieren que los síntomas mayoritarios en las personas expuestas a la recolección de hidrocarburos sin el uso de EPP, son la cefalea y dermatitis, lo que nuevamente confirma la causalidad de la sintomatología con la exposición a hidrocarburos.

961. Conforme a lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

a.4. Sobre que la cefalea y dermatitis son síntomas inespecíficos y comunes

962. Petroperú indicó en sus descargos que los síntomas a nivel de la mucosa respiratoria superior se traducirán en ardor de nariz, garganta y/o epíxtasis ocasional, asimismo la cefalea (dolor de cabeza), así como la dermatitis son síntomas totalmente inespecíficos y comunes a la gran mayoría de afecciones existentes en la actualidad.

963. En relación a lo argumentado por el administrado en el acápite (iv), es preciso mencionar que en el Informe Yana Curi, Impacto de la Actividad Petrolera en Poblaciones Rurales de la Amazonia Ecuatoriana[700], se indica que los estudios de exposición aguda al petróleo tras derrames de petróleo en el mar, han sido dolor de cabeza, irritación de la garganta, irritación de los ojos y cansancio[701,702].

964. Asimismo, el informe señala que el contacto accidental con el petróleo o la exposición a sus vapores puede causar irritación de la piel o de los ojos. Una prolongada o

---

699 Atenciones realizadas del 27 de febrero al 15 de marzo, de acuerdo al Cuadro N° 2 del "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserio Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016". Ver folio 755 del expediente.

700 Informe Yana Curi, Impacto de la Actividad Petrolera en Poblaciones Rurales de la Amazonía Ecuatoriana
Instituto de Epidemiología y Salud Comunitaria "Manuel Amunarriz"
Consultado en: https://chevroninecuador.org/assets/docs/yana-curi-esp.pdf

701 Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. British Medical Journal 1993, 307: 1251-1255.

702 Lyons RA, Temple MF, Evans D, Fone DL, Palmer SR. Acute health effects of the Sea Empress oil spill. Journal of Epidemiology and Community Health 1999; 53: 306-310.

repetida exposición a bajas concentraciones de los componentes volátiles del petróleo pueden producir nausea, mareos y dolor de cabeza[703,704].

965. Aunado a lo anterior expuesto, para el caso concreto en el Informe de Seguimiento: Vigilancia Epidemiológica Post Desastre por Derrame de Petróleo en el Distrito Imaza / Provincia Bagua / Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016[705], se indica que la comunidad de Nuevo Progreso presenta mayor tasa de ataque en relación a los expuestos (28%) es decir por cada 10 expuestos tres presentaron algún signo relacionado a la exposición de petróleo y en menor porcentaje la comunidad de Pakun con 6%, y además que de las 39 personas identificadas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo crudo, el 51% presentó cefalea, el 41% dermatitis y en menor medida el 2% presentó náuseas y todos fueron atendido ambulatoriamente.

966. En ese sentido, la sintomatología presentada por los pobladores de las zonas afectadas por el derrame de Imaza, es la equivalente a los síntomas clínicos característicos de la exposición aguda al petróleo en estudios similares, lo que permite generar la certeza técnica para afirmar la existencia de una exposición aguda al petróleo crudo provocó un menoscabo a la salud (daño a la salud) de los pobladores de las comunidades nativas afectadas.

967. Sin perjuicio de ello, esta Dirección analizó los resultados de las principales patologías registradas del 28 de febrero hasta el 22 de marzo del 2016, en los que se realizó una campaña con especialistas quienes atendieron a pobladores en la localidad de Chiriaco y Nazaret, donde el número total de personas atendidas fue de 485[706] y la **incidencia de dermatitis fue de 3.3% y 4.8% para la cefalea.**

968. Adicionalmente, también se revisaron los datos de morbilidad de la Resolución Ministerial N° 022-2019/MINSA del puesto de Salud de Nazareth[707] al año 2018, en donde se evidenció que, de 1688 atenciones en dicho centro, solo el 3% corresponde a síntomas de dermatitis. Cabe indicar que la citada resolución no muestra el porcentaje de incidencia de cefaleas, pero incluso tomando en consideración el porcentaje de traumatismos en la cabeza, la incidencia no excede del 1%[708].

969. Todos estos datos evidencian que la dermatitis y cefalea en las 39 personas identificadas por la DIRESA Amazonas se encuentra preponderantemente relacionadas con la exposición directa que tuvieron los pobladores al crudo.

970. Por lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo del PAS.

j.10. Sobre que la dermatitis y anemia del menor OSCC no se debió a exposición por hidrocraburos

971. Petroperú indicó que el menor de 12 años de edad, con iniciales OSCC[709], quien fue evacuado por Petroperú desde la Estación 6 y referido a la ciudad de Piura por haber

---

703 Goldstein DH, Bendit JN. An epidemiological study of an oil mist exposure. Archives of Environmental Health 1970; 21: 600-603.

704 Kaplan MB, Brandt-Rauf P, Axley JW, Shen TT, Sewell GH. Residential release of number 2 fuel oil: a contributor to indoor air pollution. American Journal of Public Health 1993; 83: 84-88.

705 Documento 321 del Expediente Confidencial.

706 Atenciones realizadas del 27 de febrero al 15 de marzo, de acuerdo al Cuadro N° 2 del "Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserío Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Region Amazonas - Enero 2016". Ver folio 755 del expediente.

707 Cabe indicar que el puesto de salud atiende a diversas personas de la zona, y no exclusivamente a los pobladores de la Comunidad Nativa de Nazareth.

708 No obstante, se lista los siguientes datos relacionados: todas las demás enfermedades: 6.9%; y, traumatismos de la cabeza: 1%.

709 Quien fuera evaluado entre el 24 de febrero y 3 de marzo del 2016 por las especialidades de Pediatría y Dermatología.

tenido exposición al crudo, cuando fue evaluado por pediatras y dermatólogos en la Clínica San Gabriel, fue diagnosticado con piodermitis y anemia leve crónica; afectaciones que no corresponderían con una intoxicación por hidrocarburos.

972. Cabe indicar que en el informe médico presentado por Petroperú -adjunto a los descargos a la variación- no se establecen las condiciones de exposición entre del menor OCSS con el hidrocarburo, tales como tiempo, vía de exposición y síntomas presentados, por lo tanto, con los datos presentados no es posible extrapolar los resultados del presente informe médico para las condiciones de salud o las reacciones de toda la población afectada.

973. Asimismo, las evaluaciones realizadas (análisis de sangre) no han considerado exámenes específicos de analítica toxicológica[710] para algún componente del petróleo crudo, por lo tanto, el administrado no ha acreditado fehacientemente que los síntomas que presentó el menor OCSS, no han sido provocados por el derrame de hidrocarburos.

974. También debe resaltarse que lo argumentado por el administrado, coindice con que la población de las zonas afectadas posee bajo nivel nutricional y tiene mayor sensibilidad a las infecciones a agentes externos[711], por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

j.11. Sobre el informe de un toxicólogo presentado por Petroperú

975. Petroperú indicó en sus descargos al inicio del PAS que los informes emitidos por EVISAP fueron desvirtuados por el informe[712] de un toxicólogo presentado como adjunto a sus descargos. No obstante, de la revisión del citado informe, se advierte que éste hace referencia al diagnóstico del menor de 12 años de edad, con iniciales OSCC[713], quien fue evacuado por Petroperú desde la Estación 6 y referido a la ciudad de Piura por haber tenido exposición al crudo; y, cuyo descargo ya fue analizado precedentemente.

976. Como segundo punto, el citado informe del especialista refiere que en el presente caso bajo análisis se pudo configurar una exposición aguda por la irritación a nivel cutáneo producto del contacto con el hidrocarburo con daño no permanente, tal como se cita de los descargos de Petroperú:

> *"El crudo de petróleo, mezcla de hidrocarburos y otros componentes, tiene como una de sus propiedades la de ser* ***irritante, es decir, de producir signos de inflamación transitoria al contacto con los diversos tejidos del ser humano los cuales están representados principalmente por la piel*** *(...). La irritación de la piel produce síntomas tales como ardor, prurito, eritema y erupciones transitorias a nivel cutáneo.*
>
> *Finalmente, luego de lo descrito en párrafos a anteriores, en relación a lo afirmado en los ítems 80 y 85, queremos dejar establecido que* ***si bien existe la real posibilidad de contacto de determinado sector de la población con el crudo de petróleo, producto del derrame en la zona de la referencia****, el tiempo transcurrido entre el evento y las evaluaciones incluidas en el presente informe, no permiten poder establecer con un fundamento racional la existencia de daños producto de exposición crónica (8).* ***En el peor de los escenarios puede haberse configurado una exposición aguda con daño transitorio*** *debido a la irritación a nivel cutáneo (...), sin repercusión a futuro en la salud humana".*
> *(Subrayado y resaltado agregado).*

---

710 Intoxicaciones Agudas. Bases para el tratamiento en un servicio de urgencias. Santiago Nogué Xarau. pp. 411.

711 Sin perjuicio de lo señalado, el menor con iniciales OSCC no se encuentra dentro del grupo de 39 personas analizado en el presente PAS e identificado por la DIRESA Amazonas.

712 Médico conn CMP27752.

713 Quien fuera evaluado entre el 24 de febrero y 3 de marzo del 2016 por las especialidades de Pediatría y Dermatología.

977. Sobre ello, conforme se indicó en párrafos anteriores, **la existencia de una exposición crónica de consecuencias permanentes, no es la única condición para que se establezca el daño a la salud sobre los individuos,** toda vez que, incluso una exposición aguda provoca un menoscabo a las condiciones de salud (daño a la salud) que pueden ser transitorias o permanentes.

978. En ese sentido, el análisis del toxicólogo presentado por Petroperú no desvirtúa los diagnósticos médicos, ni los informes emitidos por la DIRESA Amazonas sobre las 39 personas que presentaron sintomatología relacionada con el petróleo.

979. Respecto de lo indicado, debe tenerse en cuenta también que el entorno tradicional del uso del río, el cual es necesario para que los habitantes de las comunidades nativas lleven a cabo sus actividades de subsistencia, mantuvo la condición de exposición directa al crudo presente en los ríos Chiriaco y Marañón, por lo que no se puede descartar que la exposición haya sido permanente.

980. Por lo expuesto, corresponde desestimar lo señalado por el administrado en sus descargos.

j.12. Sobre el ERSA-IMAZA-ERM presentado por Petroperú

981. Petroperú indicó que en el "Servicio de Evaluación Ambiental y Social de la Contingencia, correspondiente a la Evaluación de riesgos a la salud y al ambiente" (ERSA-IMAZA-ERM)[714], se concluyó que no se detectaron riesgos inaceptables a la salud o al ambiente en el área de interés debido al derrame. Adicionalmente, en sus descargos a la variación, se identifica que Petroperú señaló que dicho estudio requiere[715]:

- La memoria de cálculo de los datos y ecuaciones utilizados en el análisis de riesgo deben ser presentadas en forma digital para ser evaluados por la autoridad competente; y,
- Que el análisis de las muestras deberá ser realizado en laboratorios acreditados ante el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), o la entidad que haga sus veces, en el caso de laboratorios nacionales, u organizaciones equivalentes en el caso de laboratorios del exterior.

982. Cabe indicar que en sus descargos del 12 de julio del 2019[716], Petroperú precisó que el ERSA-IMAZA-ERM si contempló el modelo conceptual.

983. Sobre el particular, el 25 de marzo del 2013 se publicó el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, cuyas disposiciones son aplicables a todo proyecto que pueda implicar riesgos de contaminación. Dicho estudio se rige, además, por las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 002-2014-MINAM.

984. En ese sentido, el 24 de febrero del 2015, mediante la Resolución Ministerial N° 034-2015-MINAM, se aprobó la Guía para ERSA.

985. Cabe indicar que los estudios de ERSA involucran metodológicamente distintos tipos de información y hacen necesaria la participación de profesionales de distintas áreas de las ciencias y humanidades, como geólogos, médicos, químicos, biólogos,

---

714 Página 37 del escrito de descargos a la variación.

715 Página 52 y 53 del escrito de descargos a la variación.

716 Registro de trámite documentario N° 2019-E01-068178.

toxicólogos e ingenieros con la finalidad de entender y predecir la relación entre el contaminante, las rutas de exposición y los efectos toxicológicos observados o potenciales.

986. Conforme a lo indicado, de la revisión del ERSA-IMAZA-ERM[717] se advierte lo siguiente:

- Las Evaluaciones de Riesgos a la Salud y al Ambiente, realizado por ERM, elabora su conclusión en el escenario post-derrame luego de las actividades de limpieza de hidrocarburos. Por lo tanto, no es aplicable con el riesgo potencial al cual estuvieron expuestas las comunidades en el inicio del derrame, contacto del hidrocarburo con las quebradas tanto Chiriaco como de Casha Caño hasta las actividades de limpieza.
- Del análisis del ERSA presentado por ERM no se observa la elaboración de los siguientes apartados: evaluación de la toxicidad, evaluación de la exposición, caracterización del riesgo ecológico y del riesgo para recursos naturales abióticos, los correspondientes modelos conceptuales y el análisis de incertidumbres, tal como lo indica la guía para la elaboración de estudios de evaluación de riesgos a la salud y el ambiente en sitios contaminados en el marco del D.S. N° 002-2013-MINAM, que aprueba los Estándares de Calidad Ambiental para Suelo.

987. Para el caso concreto, en relación con la ERSA-IMAZA-ERM, para el derrame de Imaza, se obtienen las siguientes observaciones:

- En la Introducción del ERSA-IMAZA-ERM[718] se indica que "se realizó la evaluación ambiental en base a un Modelo Conceptual de Sitio que buscó representar el sistema ambiental y los procesos físicos, químicos y biológicos que determinaron el transporte del crudo derramado desde el punto de rotura, a través de los medios que componen el sistema, hasta los receptores que forman parte de él".
- Sin embargo, en el referido estudio no se presenta el Modelo Conceptual del Sitio, el cual debió ser elaborado con la información recopilada de la fase de identificación; así como su posterior validación y/o modificación de acuerdo a los resultados de la fase de caracterización.

988. Respecto de lo indicado y, en atención a lo indicado por el administrado corresponde definir al modelo conceptual de acuerdo a la Guia ERSA, como el relato escrito y/o representación gráfica del sistema ambiental y de los procesos fisicos, químicos y biológicos que determinan el transporte de contaminantes desde la fuente, a través de los medios que componen el sistema, hasta los potenciales receptores que forman parte de el.

989. Sobre el particular, de la revisión del modelo conceptual del ERSA-IMAZA-ERM señalado por Petroperú, se debe señalar que el mismo solo define su objetivo, sin analizar el análisis de incertidumbre, la fuente y el mecanismo de liberación de contaminantes, medio a través de los que los contaminantes se transportan, potenciales receptores, ruta de exposición, vías de exposición, entre otros; con los que el modelo conceptual referido por Petroperú no cumple, como se observa de la cita del mismo:

*"**ERSA-IMAZA-ERM***
Modelo conceptual de sitio

717 Documento presentado por Petroperú como Anexo I-J a su escrito de descargos a la variación.

718 Página 6 del ERSA-IMAZA-ERM.

La evaluación de sitio de la Fase Preliminar permite la elaboración de un modelo conceptual de sitio (MCS), donde se describen las observaciones principales de la fuente, el transpotre y la potencial exposición al petróleo por parte de seres humano que transiten o habiten la zona afectada, y el ambiente ecológico de la zona. El objetivo de un MCS es proporcionar una comprensión del riesgo a receptores relacionado con la presencia de contaminantes – un paso fundamental en la evaluación de riesgos a la salud y al ambiente (ERSA).

Debido a las bajas concentraciones de compuestos de interés encontradas en el área de interés, inferiores a los criterios definidos, se eliminó la necesidad para realizar la Fase 2 de una ERSA. En esta sección, se presenta un MCS actualizado, cconsiderando el escenario de post-remediación, conforme a lo discutido en la Sección 1".

990. Sin perjuicio de lo epxuesto, es preciso mencionar que la fase de identificación del sitio contaminado parte de una evaluación preliminar[719], la que a su vez contempla una investigación histórica (documentos, información primaria y secundaria), levantamiento técnico del sitio y un modelo conceptual inicial (producto de la evaluación previa mencionada, de carácter teórico el cual se modificará a medida que se desarrolla la fase de identificación).

991. Asimismo, posterior a la fase de identificación del Sitio Contaminado se procede a realizar la fase de Caracterización, que comprende la realización del muestreo de detalle[720], con el propósito determinar la extensión y volumen de la contaminación. No obstante, en sitios que hayan sido previamente identificados como sitios contaminados en base a evidencias obtenidas en campo o muestreos, se podrá prescindir de la fase de identificación[721].

992. Por ende, es importante considerar que el Modelo Conceptual considere: las fuentes de contaminación seleccionadas, los receptores de la contaminación, rutas de exposición, vías de transporte, factores que modifiquen el efecto de los contaminantes sobre otros receptores, teniendo en cuenta el Elemento Orientativo (EO) N° 7 de la Guía PDS.

993. En ese sentido, en base a lo expuesto, la ausencia de un Modelo Conceptual, no permite tener una descripción esquemática la cual permita identificar la interacción desde la fuente de contaminación, los focos de contaminación, las posibles rutas de transporte, las vías de exposición y posibles receptores vulnerables potenciales.

994. Asimismo, este modelo conceptual sirve de sustento para la planificación de la fase de caracterización; así como en la ERSA, el cual parte del modelo conceptual para su elaboración. Por lo tanto, es un requisito indispensable que sirva de sustento al documento; además, su ausencia o genera la certeza técnica para considerar el ERSA-IMAZA-ERM como un ERSA.

995. Al respecto, el administrado afirma de los resultados obtenidos en su ERSA-IMAZA-ERM, no evidencian riesgos inaceptables, en la zona impactada por el derrame de Imaza.

996. No obstante, según la Guía ERSA, para realizar la ERSA se inicia con la determinación de los Contaminantes de Preocupación los cuales se obtienen con los resultados de la fase de caracterización.

997. Dichos resultados son sometidos a un análisis estadístico; y a partir de ahí, concatenado con las evidencias encontradas en campo, determinación de las rutas de transporte y puntos de exposición más la definición de los receptores humanos y

719 Guía para la elaboración de los Planes de Descontaminación de Suelos, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 085-2014-MINAM.

720 Guía para el muestreo de suelos, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 085-2014-MINAM.

721 Artículo 5.2° del Decreto Supremo N° 012-2017-MINAM. Criterios para la Gestión de Sitios Contaminados.

ecológicos (modelo conceptual) se realiza una evaluación de riesgos, teniendo en cuenta la toxicidad de estos Contaminantes de Preocupación, los factores de exposición, el cálculo del Índice de Riesgo (IR para sustancias cancerígenas) y el Coeficiente de Peligrosidad (CdP para sustancias no cancerígenas), que permita determinar si existe un riesgo Aceptable o Inaceptable[722].

998. Por ello, en el documento presentado por el administrado no evidencia la aplicación de los criterios expuestos en el párrafo anterior, independientemente de los resultados obtenidos en el ERSA-IMAZA-ERM; por lo tanto, no se le puede atribuir al documento presentado como un ERSA; y, debe desestimarse lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

j.13. Sobre la ausencia de evaluación de toxicidad, exposición y riesgo para determinar los efectos de la iridiscencia

999. En sus descargos, Petroperú indicó que el OEFA hace referencia a los efectos de la presencia de iridiscencia y película de petróleo crudo sobre la superficie de agua, pero que los referidos efectos dependen de una evaluación de toxicidad, exposición y características de riesgo, que no se efectuó. Adicionalmente, Petroperú señaló que, respecto de las trazas de hidrocarburos, luego de efectuada la limpieza respectiva realizó un monitoreo de comprobación en el que se verificó la no excedencia de ningún valor de TPH. A su vez en su escrito del 12 de julio del 2019[723], Petroperú indicó que las trazas de hidrocarburos o iridiscencias que quedan en el suelo o agua luego del término de los trabajos de remediación no son más que sustancias agrupadas bajo la denominación de "TPH" o "aceites y grasas", que no generan riesgos si se cumplen con los ECA.

1000. Al respecto, cabe indicar que en la muestra fotográfica N° 15 del Informe de Supervisión Imaza 1, se observa sobre agua superficial presencia de manchas de iridicencia y peces de los primeros estadios muertos, así como otros que se encuentran aletargados e inmovilizados.

1001. En ese sentido, se acredita que se se configuró el riesgo y la exposición de fauna a los efectos del crudo en el ecosistema producto del derrame de Imaza, ya que las manchas de iridiscencia se encontraban específicamente donde se identificó la falta de movilidad de peces, lo cual verifica el riesgo de exposición a la salud humana en la medida que la quebrada Inayo era utilizado para los sembríos de los cultivos de los awajun.

1002. En ese sentido, se desvirtúa lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

a.5. Sobre la falta de competencia del MINAGRI y de la Dirección de Agricultura del GORE Amazonas

1003. En sus descargos el administrado indicó que el MINAGRI y el GORE Amazonas se habrían irrogado competencias exclusivas del ANA cuando verificaron el estado de las fuentes de agua de las que dependía el ganado de la zona próxima a la Quebrada Inayo; así como de la identificación de cultivo afectado por que utilizaban diccha agua también como riego.

1004. Sobre el particular corresponde indicar que se trata de informes relativos a cultivos, como el Informe N° 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA del 8 de marzo del

722 Guía para la elaboración de ERSA, aprobada mediante R.M. N° 034-2015-MINAM.

723 Registro de trámite documentario 2019-E01-068178.

2016[724], en el que el MINAGRI determinó que producto del derrame, se afectaron plantaciones de plátano, cacao y bambú[725]; además, de daños a cultivos de arroz que estaban en etapa de floración debido a que el agua utilizada para el riego de dichas parcelas provenía de la quebrada Inayo.

1005. Asimismo, la constatación realizada por el MINAGRI y el GORE Amazonas responde a hechos verificables por la sola constatación in situ, y corroborada a través de registros fotográficos, razón por la cual, no adolece de vicio en el sentido que refiere Petroperú.

1006. Por esta razón, de los medios probatorios del expediente, no se verifica monitoreo alguno a la calidad del agua elaborado por el MINAGRI, razón por la cual, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

a.6. Sobre la falta de competencia del OEFA para declarar responsabilidad administrativa por la generación de daño a la salud

1007. Petroperú indicó en sus descargos al IFI que de acuerdo al Artículo 66º de la LGA, la prevención de riesgos y daños a la salud de las personas es responsabilidad del Estado, a través de la Autoridad de Salud.

1008. Respecto del descargo de Petroperú, debe recordarse que en aplicación de la Primera Disposición Complementaria Final de Ley del SINEFA, el OEFA es competente para ejercer las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental.

1009. Adicionalmente, desde el 4 de marzo de 2011, el OEFA asumió las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos[726]. En ese marco, el OEFA evaluará el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en el Artículo 11° de la Ley del SINEFA[727] y el Artículo 2° del TUO del RPAS[728], las cuales son las siguientes: (i) obligaciones contenidas en la normativa ambiental, (ii) compromisos asumidos en los instrumentos de gestión ambiental, (iii) medidas cautelares o correctivas, o disposiciones o mandatos emitidos por los órganos competentes del OEFA; y, (iv) otras obligaciones ambientales

---

[724] Dicho informe fue remitido al OEFA mediante el Oficio Nº 066-2016-MINAGRI-DVDIAR con registro de trámite documentario Nº 2016-E01-026191. Ver folio 1448 del expediente.

[725] Página 7 a 9 del Informe Nº 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA. Ver folio 1448 del expediente:

"En la parte baja de la línea de conducción del oleoducto, se visualiza en aproximadamente 1.00 ha. que por efecto de la explosión el crudo de petróleo ha salpicado en un radio de 70 a 80 m. aproximadamente, cubriendo las plantaciones de plátano y cacao, la cual ha sido limpiada y podada algunas otras.

Desde el punto 100 m. del curso de la quebrada Inayo hasta al punto 450 m. se visualiza parcelas de plantaciones de cacao, algunas de ellas están muy cerca a la rivera, las cuales podrían ser afectadas en sus raíces por el crudo de petróleo impregnado en los taludes del cauce; si consideramos la franja de libre disponibilidad de 7.5 m. a cada lado de la rivera del cauce, representaría aproximadamente 0.2 ha afectadas; los efectos se verían en aproximadamente 2 a 3 meses.

En los puntos 350 m. 400 m. y Km 3.00 se visualiza cepas de bambú (caña Guayaquil), las cuales también podrían ser afectados a través de sus raíces por estar muy próximos al cauce que fuera invadido por el crudo de petróleo".

[726] **Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD, que aprueba los aspectos objeto de la transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general electricidad, entre el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN y el Organismo de Evaluación Fiscalización Ambiental OEFA**
"Artículo 2°.- Determinar que la fecha en la que el OEFA asumirá las funciones de supervisión, fiscalización sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general electricidad, transferidas del OSINERGMIN, será el 4 de marzo de 2011".

[727] **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental**
Artículo 11°.- Funciones generales
11.1 El ejercicio de la fiscalización ambiental comprende las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización y sanción destinadas a asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) (...)

[728] **Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD, Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA**
"Artículo 2.- Del ámbito de aplicación
Las disposiciones del presente Reglamento son aplicables a toda persona natural o jurídica, patrimonio autónomo, sociedad irregular, forma asociativa de empresa u otro tipo de sujeto de derecho que desarrolla actividades económicas sujetas al ámbito de competencia del OEFA".

fiscalizables a cargo del OEFA por normativa posterior o en función de los procesos de transferencia de competencias al OEFA.

1010. En ese marco, el bien jurídico tutelado por el OEFA es la protección del ambiente, es decir, la flora, fauna y la vida y salud de las personas, cuya existencia está condicionada a la interrelación equilibrada de los componentes abióticos y bióticos; los cuales se materialiazan de acuerdo al cumplimiento de las obligaciones referidas al mantenimiento el ONP, para evitar derrames; y, la ejecución de medidas inmediatas para controlar y minimizar impactos, cuando se produzcan eventos, como los derrames de hidrocarburos.

1011. A su vez, los Lineamientos para Medidas Correctivas, el daño ambiental es todo menoscabo que afecta al medio ambiente o a sus componentes, que puede ser causado sin contravención a una norma y que genera efectos negativos actuales o potenciales[729], desde donde se configura el daño a la salud, como un daño por influjo ambiental[730] y que se tipifican tanto en la Resolución de Consejo Directivo Nº 049-2013-OEFA-CD como en la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD, como un subtipo infractor.

1012. En ese sentido, en el presente caso se configura el análisis del cumplimiento de obligaciones contenidas en el RPAAH sobre el cual el OEFA tiene competencia en materia sancionadora. Adicionalmente se debe indicar que los incumplimientos materia de análisis en el presente PAS están calificados como infracciones graves y muy graves conforme se observa en las Resoluciones de Consejo Directivo del OEFA N° 039-2014-OEFA/CD y N° 035-2015-OEFA/CD.

1013. Por lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

b. Conclusión

1014. Conforme a lo expuesto en el presente acápite, se verificó que Petroperú generó daños potenciales y reales a la salud humana de las comunidades nativas próximas al punto de rotura del ducto del ONP, la quebrada Inayo, y los ríos Chiriaco y Marañón[731].

1015. Del análisis realizado en el presente ha quedado acreditado que Petroperú es responsable de las siguientes infracciones:

- Petroperú es responsable por no haber realizado las acciones de mantenimiento al km 440+781 del ONP, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó **daño potencial a la salud humana**; conducta que infringe el

---

729 **Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución N° 010-2013-OEFA/CD**
"*a) Daño ambiental*
Se denomina daño ambiental a todo menoscabo material que sufre el ambiente o alguno de sus componentes, que puede ser causado en contravención o no de alguna disposición jurídica, y que genera efectos negativos actuales o potenciales.

El daño ambiental vulnera el derecho fundamental de toda persona a vivir en un ambiente saludable, equilibrado y adecuado para su pleno desarrollo. Ello en atención a que afecta la salud de las personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica y los ecosistemas y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales".

730 **Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución N° 010-2013-OEFA/CD**
"***c) Tipos de daño ambiental***
c.1) Daño ecológico puro
El daño ecológico puro se refiere al daño al ambiente y los recursos naturales. En este tipo de daño solo hay afectación a los bienes jurídicos ambientales.
c.2) Daño por influjo ambiental
El daño por influjo ambiental se refiere principalmente a la afectación de la salud de las personas como consecuencia de la contaminación ambiental".

731 Es decir, se configuró el contacto del hidrocraburo con la vegetación riparia (población).

Artículo 24° de la LGA, el Artículo 15° de la Ley del SEIA, el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA, y el Artículo 8° del RPAAH;

- Petroperú es responsable por no haber realizado las acciones de mantenimiento al km 440+781 del ONP, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó **daño real a la salud humana**; conducta que infringe el Artículo 24° de la LGA, el Artículo 15° de la Ley del SEIA, el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA, y el Artículo 8° del RPAAH;

- Petroperú es responsable por no haber adoptado las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencia, lo cual ocasionó **daño potencial a la salud humana**; conducta que infringe el Artículo 66° del RPAAH.

- Petroperú es responsable por no haber adoptado las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencia, lo cual ocasionó **daño real a la salud humana**; conducta que infringe el Artículo 66° del RPAAH.

C. Análisis de los daños derivados de la comisión de infracciones relacionadas con el derrame de petróleo crudo en Morona

a. Hechos detectados durante la Supervisión Especial Morona 1

1016. Durante la Supervisión Especial Morona 1, la Dirección de Supervisión verificó el derrame de petróleo crudo en la tubería de 16" de diámetro, a la altura del km. 206+035 del ORN, conforme se evidencia en los registros fotográficos N° 21 y 22 del Informe de Supervisión Morona 1[732] y en el Acta de Supervisión Morona 1[733]. Asimismo, la Dirección de Supervisión verificó que el petróleo crudo vertido por el punto del derrame se desplazó por la quebrada Cashacaño hasta su desembocadura al río Morona, desplazándose por este cuerpo de agua hasta llegar a la comunidad de Puerto Alegría. Todo el recorrido que realizó el petróleo crudo derramado se aprecia en las fotografías N° 1 a 20 del Informe de Supervisión Morona 1[734].

1017. El desplazamiento del petróleo crudo por el río Morona y por los suelos de las riberas de dicho cuerpo de agua generó diversas afectaciones, las cuales se detallarán a continuación.

b. Daño potencial a la flora

1018. De acuerdo a lo señalado en el punto de la presente Resolución, constituye daño potencial a la flora toda fuente de riesgo de detrimento o impacto negativo en los componentes vegetales. A continuación, se describe la ruta de exposición que generó el riesgo para la flora, a consecuencia del derrame de Morona:

Tabla N° 85: Ruta de exposición de las especies vegetales, a consecuencia del derrame de Morona

---

732 Página 527 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

733 Página 329 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

734 Contenidos en las páginas 507, 521, 525, 527, 531, 533, 537, 551, 553 y 555 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

	Elementos	Análisis
1	Fuente de contaminación[735]	El día 2 de febrero del 2016 ocurrió una falla en la progresiva km 206+035 del Ramal Norte del ONP, que generó el derrame de petróleo crudo de Morona, tornándose una fuente de contaminación para el ambiente. El petróleo crudo contiene la siguiente proporción de componentes: 83% de carbono, entre 10 – 14% de hidrógeno, entre 0.05 a 6% azufre, entre 10 a 14% de nitrógeno, entre 0.001 a 0.1% de metales (níquel, vanadio, sodio, calcio y cobre), gases incondensables como metano (CH_4), etano (C_2H_6) e hidrógeno de sulfuro (H_2S) y finalmente <1% de agua que contiene sales como NaCl, $MgCl_2$ y $CaCl_2$[736]. Considerando su composición, al entrar en contacto con la vegetación y los componentes de la superficie terrestre, el petróleo crudo causa alteraciones negativas en el ambiente.
2	Medios para el desplazamiento del contaminante[737]	Los medios de desplazamiento del petróleo crudo derramado en son el agua (cuerpos de agua y lluvia), suelo, atmósfera y los animales que entran en contacto con él. Cabe señalar que la vegetación ha sido afectada también de manera directa, es decir, por impregnación directa del petróleo crudo vertido a consecuencia del derrame de Morona. En el suelo, el petróleo crudo se dispersa por escorrentía (agua de lluvia que discurre por un terreno), llevando al petróleo crudo desde lugares altos a lugares de menor altura que el área del punto inicial del derrame. En los cuerpos de agua, el petróleo crudo se dispersa en la dirección de la corriente, logrando mayor extensión en largo y ancho, cuando adquieren mayor caudal. Asimismo, cuando el petróleo crudo cae en el agua, la parte más pesada se dirige a los sedimentos, alterando su composición y contaminándolos, lo cual incide en la cadena trófica. En el caso en concreto, el petróleo crudo proveniente del derrame de Morona discurrió por escorrentía hacia la quebrada Cashacaño hasta llegar al río Morona. Por lo tanto, en este caso, el medio de transporte del petróleo crudo derramado fueron el agua (quebrada Cashacaño y río Morona) y el suelo (por filtración y por escorrentía).
3	Puntos de exposición[738]	Los puntos de exposición de la flora en el presente caso corresponden a la vegetación situada en puntos más bajos al área de la falla, hacia los cuales se desplazó el petróleo crudo. Dicha vegetación está conformada por los siguientes grupos: i) Vegetación esclerófila de arena blanca (varillales), ii) Bosque inundable de palmeras basimontano (aguajales), iii) Bosque de Terraza Alta (bosques no inundables) y iv) Bosque hidrofítico (vegetación ribereña).
4	Rutas de exposición	Al producirse el derrame en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, el petróleo crudo cayó inicialmente en el suelo, afectando a la flora in situ, es decir, al bosque de terraza alta y al bosque inundable de palmeras basimontano. Posteriormente, el petróleo derramado se transportó por medio de la lluvia (escorrentía), impregnando suelos limpios con trazas de petróleo crudo (vegetación esclerófila de arena blanca, herbazal hidrofítico, bosque de terraza alta y bosque inundable de palmeras basimontano), las cuales entran en contacto con las raíces de las plantas (peridermis) ralentizando su crecimiento. El peridermis es el tejido que forma las raíces de la planta y también las partes leñosas, muy importantes porque transportan el agua y los nutrientes dentro de la planta, contribuyen a la fotosíntesis y ayudan a la regeneración de los tejidos dañados de la planta[739]. Cabe indicar que el proceso de fotosíntesis es vital para la planta, ya que constituye su alimento (glucosa)–debido a que transforma la luz del sol y el dióxido de carbono atrapado, por medio de la respiración, de savia bruta a savia elaborada– y produce oxígeno[740].

735 Páginas 52 y 53 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

736 Feijoo, C. Tesis "Procesamiento de la mezcla crudo y medium distillate for blending stock (MDBS) para aumentar la producción de destilados medios" 2012, pp 13.

737 Páginas 48 y 303 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

738 Página 23 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

739 Achá, D. y Mondaca, D. "Manual de Introducción a la Botánica". Segunda edición. Bolivia: Publicaciones Integrales, 2007, pp. 55. Consultado en: http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/Manual_de_Botanica.pdf

740 Achá, D. y Mondaca, D. "Manual de Introducción a la Botánica". Segunda edición. Bolivia: Publicaciones Integrales, 2007, pp. 52. Consultado en: http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/Manual_de_Botanica.pdf

		Es necesario indicar que cada tipo de vegetación tiene una ruta de exposición distinta, de acuerdo a sus características. De esta manera, las palmeras que forman el bosque inundable de palmeras basimontano tienen raíces neumatóforas, que le permiten oxigenar las partes de las plantas que se encuentran sumergidas en agua. Sin embargo, al haberse contaminado con petróleo crudo, el agua tapa los tejidos de las plantas, impidiendo la regulación de sus gases. En la vegetación esclerófila de arena blanca, dado que el suelo en el que se desarrolla está compuesto de arena blanca, la cual tiene alta permeabilidad, el petróleo crudo ingresa al subsuelo, generando un daño potencial para los microorganismos del suelo, afectando su calidad y perjudicando a las plantas, dado que estas absorben sus nutrientes y agua desde el suelo contaminado. Respecto al herbazal hidrofítico, cuando el petróleo crudo llega por medio de la escorrentía a un cuerpo de agua, una parte se deposita en los sedimentos, limitando el crecimiento de las plantas emergentes –cuyas raíces se establecen en los sedimentos–, mientras que la parte que queda suspendida en el agua reduce la vida de las comunidades de fitoplancton. En el bosque de terraza alta, el daño potencial consiste en la afectación del crecimiento longitudinal, radical y foliar, debido a al suelo afectado con petróleo crudo. Además, como algunas de estas especies son más sensibles que otras frente al petróleo crudo, esta vegetación pierde su hábitat, lo cual imposibilita que otro individuo de su especie habite el mismo lugar. Entonces mientras las especies mueren se va perdiendo la estructura del bosque ya sea a nivel vertical, horizontal o por hábito. Además, se pierde la composición florística dado que la combinación de plantas que existía en la zona de perturbación no será igual después del derrame de petróleo crudo.
5	Población receptora	La población receptora es la vegetación esclerófila de arena blanca, el herbazal hidrofítico, el bosque de terraza alta y el bosque inundable de palmeras basimontano. Asimismo, también se incluye fitoplancton y microalgas.

Fuente: Informe de Supervisión Morona 1[741], Informe de Evaluación N° 2[742] e Informe SERFOR[743].
Elaboración: DFAI

1019. Sobre la base de la ruta de exposición descrita en la tabla precedente, el daño potencial en la flora a consecuencia del derrame de Morona se ha presentado en forma de afectación a individuos de las especies del área impactada por el derrame de Morona.

1020. En primer lugar, se debe indicar que por individuo se entiende a cada ser organizado vegetal que pertenece a una especie[744]. Asimismo, se entiende por especie a un grupo de individuos que físicamente se parecen entre ellos y que por fecundación pueden dar individuos fértiles[745].

1021. La naturaleza de algunas especies vegetales hace que tengan una corta distribución espacial agrupada –como es el caso de la *Mauritia flexuosa L. f.* (aguaje)–; en estos casos, cada individuo puede crecer distanciándose 10 a 12 m de otro[746]. Por otro lado, existen también especies vegetales que tienen distribución al azar –como la *Simaruba amara* (marupa)– que presentan distancias variables entre individuos[747].

---

741 Documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

742 Documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

743 Documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

744 Font Quer, P. Diccionario de Botánica. Labor. Barcelona – Buenos Aires. 1977, pp. 615.

745 Font Quer, P. Diccionario de Botánica. Labor. Barcelona – Buenos Aires. 1977, pp. 406.

746 IIAP. Manual Cultivo de Aguaje. Iquitos – Perú. 2010, pp. 19.

747 Saboya, N. Tesis "Distribución espacial de las especies arbóreas aprovechables, de la parcela de corta anual 2 Bloque II de la Comunidad Nativa Santa Mercedes, Río Putumayo, Perú". Iquitos: Universidad Nacional de la Amazonía Peruana, 2013, pp. 49. Consultado en: http://repositorio.unapiquitos.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/2439/Distribuci%C3%B3n%20espacial%20de%20las%20especies%20arb%C3%B3reas%20aprovechables.pdf?sequence=1&isAllowed=y

1022. Tomando en cuenta la distribución espacial que tienen las especies de vegetación presentes en la zona de afectación del derrame de Morona, se ha considerado que el daño potencial ocasionado por el contacto entre el petróleo crudo derramado y la flora se debe demostrar a nivel de individuo de especie.

1023. Al respecto, la primera consideración que debe tenerse es que al producirse el contacto directo entre un individuo vegetal y el petróleo crudo se produce una afectación a nivel de epidermis y peridermis.

1024. La epidermis es un tejido adulto primario que envuelve el cuerpo de la planta (hojas y partes verdes) y que protege al individuo contra la pérdida de agua[748], dado que en ella se encuentran las estomas y clorofila. Las estomas son pequeñas aperturas microscópicas por donde se realiza el intercambio gaseoso de las plantas[749], mientras que la clorofila es un pigmento verde que tienen vegetales, algas y bacterias, por donde se lleva a cabo la fotosíntesis[750].

1025. Por otro lado, el peridermis se encuentra en las partes leñosas y raíces, las cuales se encargan de transportar agua y nutrientes dentro de la planta, así como realizar la fotosíntesis y regenerar tejidos dañados de la planta[751].

1026. Tanto la epidermis como el peridermis son elementos esenciales en el proceso de fotosíntesis. Este proceso es vital para la planta, ya que constituye su fuente de alimento, debido a que transforma la luz del sol y el dióxido de carbono atrapado por medio de la respiración de la planta, convirtiendo la savia bruta en savia elaborada y produciendo oxígeno[752].

1027. Por lo tanto, cuando el petróleo crudo tiene contacto con la epidermis y el peridermis de la planta se impide que la planta expulse el exceso de agua que absorbe de sus raíces. De la misma manera, impide el intercambio gaseoso de CO_2 y O_2, debido a que tapa las estomas y la clorofila, dejando a las plantas sin alimento e impidiendo que absorban luz solar, ocasionando que cada individuo vegetal pierda turgencia, luciendo marchita y muriendo de inanición.

1028. En el presente caso, a consecuencia del derrame de Morona, el 11 de febrero de 2016, la Dirección de Supervisión reportó la presencia de petróleo crudo impregnado en los árboles, plantas, hojas, ramas y troncos que se encontraban en ambos márgenes de la quebrada Cashacaño (herbazal hidrofítico)[753], así como en las áreas por donde discurrió el petróleo crudo[754].

1029. Corroborando lo señalado por la Dirección de Supervisión, la DIRESA Loreto, el GORE Loreto y la Municipalidad Provincial de Datem del Marañón, luego de llevar a

---

748 Font Quer, P. Diccionario de Botánica. Labor. Barcelona – Buenos Aires. 1977, pp. 382.

749 Consulta en: https://www.wordreference.com/definicion/estoma

750 Consulta en: https://www.wordreference.com/definicion/clorofila

751 Achá, D. y Mondaca, D. "Manual de Introducción a la Botánica". Segunda edición. Bolivia: Publicaciones Integrales, 2007, pp. 55. Consultado en: http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/Manual_de_Botanica.pdf

752 Achá, D. y Mondaca, D. "Manual de Introducción a la Botánica". Segunda edición. Bolivia: Publicaciones Integrales, 2007, pp. 52. Consultado en: http://cebem.org/cmsfiles/publicaciones/Manual_de_Botanica.pdf

753 Página 74 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

754 Página 317 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

cabo la inspección realizada del 8 al 10 de febrero del 2016, en la localidad de Mayuriaga, señalaron lo siguiente[755]:

i) Una hora antes de la localidad de Copales Unidos (río Morona) se detectó petróleo crudo impregnado en ambas márgenes, evidenciándose aceites y grasas[756].
ii) Existen diversas zonas afectadas con crudo –como aguajales y bajiales– antes de llegar al punto de derrame (bosque inundable de palmeras basimontano)[757].

1030. Como se aprecia en el Anexo 19 de la presente Resolución, la afectación física a la vegetación que constituye daño potencial a la flora se evidencia en que los árboles y arbustos ubicados en el punto de falla fueron impregnados con petróleo, alcanzando 8 metros de altura[758]. Por otro lado, el herbazal hidrofítico –hierbas que crecen en la ribera de la quebrada Cashacaño– fue impregnado con petróleo crudo[759], mientras que la vegetación arbórea ubicada bajo una zona inundable[760], la vegetación arbustiva, la zona inundable advacente al DDV del ORN. La vegetación herbazal hidrofítico han sido afectadas con petróleo crudo.

c. Daño real a la flora

1031. Como ya se ha indicado previamente, constituye daño real a la flora la pérdida de individuos de especies vegetales, ocasionada por actividades antropogénicas. En este caso, se tomará en cuenta toda pérdida vegetal ocasionada a consecuencia del derrame de Morona.

1032. Sobre el particular, de acuerdo a la información proporcionada por la Dirección de Supervisión, el área afectada alcanzó una extensión aproximada de 34 000 m^2 al 19 de febrero del 2016[761]. Sin embargo, como indica Petroperú en el "*Informe Final de Plan de Acción y Remediación*", el total del área afectada por el derrame de Morona alcanzó una extensión de 1'264,032 m^2 y una longitud de 27,077 m de la quebrada Cashacaño[762].

1033. De acuerdo a SERFOR, la extensión del área afectada habría aumentado debido a los siguientes factores: i) el tiempo transcurrido luego del derrame de Morona, ii) el grado de avance de las acciones de limpieza, iii) la irregularidad de la fisiografía en el cálculo del área de afectación y iv) el incremento de las lluvias[763].

1034. Al ocurrir la falla del oleoducto que originó el derrame de Morona, el petróleo crudo impregnó a la vegetación descrita, la cual se encuentra en el área afectada, generando

755 Página 6 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

756 Página 7 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

757 Página 8 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

758 Página 319 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

759 Página 319 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

760 Página 525 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

761 Página 29 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

762 Página 6 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

763 Página 26 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

un daño real, en la medida que eliminó varios individuos de los tipos de bosque descritos, al grado que tuvo que disponerse de ellos como residuos sólidos peligrosos para que no se conviertan en un daño potencial para otros componentes del ambiente.

1035. Asimismo, se ha verificado que se afectaron con petróleo crudo 4 (cuatro) tipos de vegetación: i) Vegetación esclerófila de arena blanca, ii) Bosque inundable de palmeras basimontano, iii) Bosque de Terraza Alta y iv) Herbazal hidrofítico[764]:

- La vegetación esclerófila de arena blanca, es también conocido como varillal. Este tipo de vegetación está representado por árboles delgados y bajos (altura menor a 20 m) de copas pequeñas con hojas rígidas y duras (esclerófilas) tallos gris-blanquecino, con sotobosque abierto y suelo de arenas cuarzosas[765]. En el caso del área afectada por el derrame de Morona, tenemos varillal húmedo de mal drenaje, el cual se denomina así porque se inunda debido a que el horizonte espódico está muy cercano a la superficie terrestre. Esto fue corroborado en campo, ya que se reconoció que el suelo del área afectada es de textura arenosa, con granos de cuarzo, que van de arena fina a arena gruesa y, algunas veces, a arena granular (vegetación esclerófila de arena blanca)[766].

- Los bosques inundables de palmeras basimontano presentes en el área afectada por el derrame de Morona –conocidos como aguajales– se conforman en su mayoría por comunidades casi puras de *Maurutia flexuosa* (aguaje) de hasta 30 m de altura. Su sotobosque es relativamente denso de hierbas y arbustos en forma de matorrales[767].

- Los bosques de terraza alta basimontano pertenecen a la región yunga y representan alrededor del 0.0003% del territorio nacional[768], mientras que el herbazal hidrofítico es una cobertura vegetal que se encuentra ubicado en las riberas de los cuerpos de agua, bajo sustratos que se inundan por un largo periodo del año y que al descender el nivel del agua aflora un denso tapiz herbáceo de porte bajo que cubre totalmente el suelo[769].

1036. Al ocurrir la falla del oleoducto que originó el derrame de Morona, el petróleo crudo impregnó a la vegetación descrita, la cual se encuentra en el área afectada, generando un daño real, en la medida que eliminó varios individuos de los tipos de bosque descritos, al grado que tuvo que disponerse de ellos como residuos sólidos peligrosos para que no se conviertan en un daño potencial para otros componentes del ambiente.

1037. Por otro lado, a consecuencia de las actividades de limpieza realizadas por Petroperú frente a los efectos negativos del derrame de Morona, se desbrozó vegetación para la construcción de sus instalaciones –campamentos, barreras de contención, acopios de residuos peligrosos, almacenes, helipuertos, entre otros–. Dichas actividades se llevaron a cabo desde el 1 de marzo de 2016 hasta el 2 de mayo de 2017[770], afectándose alrededor de 6 hectáreas de bosque, provocándose así una disminución cualitativa y cuantitativa real de las especies vegetales de la zona[771].

---

764 MINAM. Memoria descriptiva del Mapa Nacional de cobertura vegetal. 2015, pp. 33.

765 MINAM. Memoria descriptiva del Mapa Nacional de cobertura vegetal. 2015, pp. 33.

766 Página 11 del documento presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

767 MINAM. Memoria descriptiva del Mapa Nacional de cobertura vegetal. 2015, pp. 44.

768 MINAM. Memoria descriptiva del Mapa Nacional de cobertura vegetal. 2015, pp. 44.

769 MINAM. Memoria descriptiva del Mapa Nacional de cobertura vegetal. 2015, pp. 26.

770 Anexo 2 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la contingencia ambiental KM. 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta N° JCGO-303-2019, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

771 Página 99 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

1038. Sobre el particular, Petroperú, a través de LAMOR, realizó trabajos de desbroce de la vegetación destruida por el contacto con el petróleo crudo, así como la limpieza de las áreas laterales del cauce de la quebrada sin nombre, de la quebrada Cashacaño y del río Morona, a través del retiro de suelos y material vegetal.

1039. Los reportes mencionados párrafos arriba pueden ser evidenciados mediante las siguientes fotografías:

Tabla N° 86 Trabajos de desbroce de la vegetación destruida por el contacto con el petróleo crudo

	
En la fotografía se observa a personal de Petroperú embolsando órganos vegetales impregnados con petróleo crudo para ser dispuestos como residuos peligrosos[772].	En la fotografía se observa personal de Petroperú realizando acciones de limpieza de petróleo crudo y de residuos vegetales peligrosos en la ribera del río Morona[773].
	
La fotografía muestra que las plantas fueron utilizadas para construir barreras de contención para que impidan el paso del petróleo crudo a zonas de menor pendiente. Esta barrera estuvo ubicada a 200 m del punto de falla del ONP[774].	En la fotografía se observa a personal de Petroperú realizando actividades de acopio de restos vegetales impregnados con petróleo crudo[775].

772 Página 317 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

773 Página 385 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

774 Página 537 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

775 Página 12 del documento presentado con Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.



La fotografía muestra al Campamento Base Cashacaño, cumpliendo función de lugar de acopio de los residuos peligrosos extraídos del área afectada[776].

1040. Durante la evaluación de campo realizada por la Dirección de Evaluación en abril del 2016, se verificó la pérdida de estrato arbóreo[777], debido a que las especies que tuvieron contacto con el hidrocarburo en las riberas de la quebrada fueron removidas. En efecto, en el registro fotográfico presentado por la Dirección de Evaluación se observan las actividades de limpieza en los árboles que fueron impregnados con petróleo crudo, tales como la tala de especies arbóreas y la ausencia de especies de flora de sotobosque, evidenciándose cambios en la estructura (número de especies, abundancia, entre otros) y función del bosque primario, no solo por la pérdida de cobertura vegetal, sino también por la alteración en su función natural.

1041. De acuerdo con las acciones de limpieza de Petroperú, la vegetación tuvo una afectación irreversible, por lo cual se tuvo que disponer como residuo peligroso, del cual se dispuso un total de 362,592 sacos de vegetación[778]. Respecto a este punto, SERFOR estimó una pérdida de S/. 133,126 por pérdida de patrimonio forestal, de acuerdo al método de costos del mercado[779], verificándose que, de las 219 especies afectadas, 206 eran especies arbóreas[780].

1042. Adicionalmente, la Dirección de Evaluación analizó la biomasa y captura de carbono en dos parcelas, una ubicada fuera del área afectada por el derrame de Morona y otra dentro del espacio contaminado. Es así que la parcela CA-BL01 (sitio blanco) acumuló 96.16 Tn de biomasa, mientras que la parcela en el sitio del derrame acumuló 55.90 Tn de biomasa, evidenciándose una diferencia marcada de 41 Tn de biomasa, evidenciándose así que el derrame de Morona ocasionó una pérdida de biomasa[781].

1043. El análisis señalado en el párrafo precedente muestra al carbono como un indicador fundamental para analizar la integridad de un ecosistema, dado que su valor cambia cuando ocurre deforestación y degradación. Esto es corroborado por *The International Tanker Owners Pollution Federation Limited*[782], en su documento de posibles consecuencias originadas por un derrame de hidrocarburo en el ambiente.

---

776 Página 17 del documento presentado con Carta JCGO-303-2019, ingresada mediante Registro N° 2019-E17-054970.

777 Estrato arbóreo: Se denomina estrato arbóreo al nivel de altura de las copas de los árboles que permite el desarrollo de organismos de vida específicos. Fuente: http://mingaonline.uach.cl/pdf/bosque/v2n2/art04.pdf

778 Página 10 del documento presentado con Carta JCGO-303-2019, ingresada mediante Registro N° 2019-E17-054970.

779 Página 32 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

780 Página 25 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

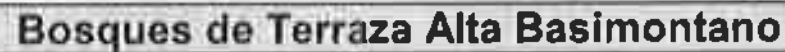
781 Página 146 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

782 The International Tanker Owners Pollution Federation Limited (ITOPF), 2011. Efectos de la contaminación por hidrocarburos en el medio marino – Documentos de Información Técnica.

1044. Cabe indicar que, si bien la captura de carbono no se verificó en los 4 (cuatro) tipos de vegetación presentes en el área impactada por el derrame de Morona, las acciones de limpieza han disminuido la biomasa presente, por lo que la muerte de dicha vegetación trae como consecuencia necesariamente una disminución en la captura de carbono.

1045. Con la finalidad de evidenciar gráficamente la disminución de biomasa a consecuencia del derrame de Morona, a continuación, se muestran las condiciones en las que quedaron las áreas afectadas en las cuales antes existió vegetación:

Tabla N° 87 Condiciones en las que quedaron las áreas afectadas

Vegetación Esclerófila de Arena Blanca	
Con petróleo crudo	**Después de la limpieza**
Al lado izquierdo se observa a personal de Petroperú retirando el árbol las raíces de uná árbol, dado que el daño que generó el petróleo crudo es irreparable[783]. Mientras que al lado derecho se aprecia suelo de arena blanca sin cobertura vegetal y herbacea ni arbustiva, lo que demuestra que ya realizaron acciones de limpieza en la zona de las especies afectadas. Asimismo, dada a su coloración oscura muestra que ha sido quemado[784].	
Bosques de Terraza Alta Basimontano 	
	
A la derecha se observa vegetación de terraza alta basimontano cuyo hábito herbaceo está afectado con petróleo crudo[785], mientras que al lado derecho vemos una vegetación que no cuenta con estatro herbaceo ni arbustivo debido a que las acciones de limpieza lo dispusieron como residuo peligroso[786].	
Herbazal Hidrofítico	

783 Página 14 del documento "Tercer Informe del Avance del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental del km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte" presentado mediante Carta N° SOLE-478-2016, ingresado mediante Registro N° 2016-E01-038463.

784 Página 267 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

785 Página 531 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

786 Página 94 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente

Al lado izquierdo se puede apreciar vegetación ribereña impregnada con petróleo crudo[787]. Mientras que al lado izquierdo se observa a personal de LAMOR realizando acciones de limpieza a la ribera de los cuerpos de agua de Morona, donde no se observa ningún tipo de vergetación en la ribera , lo cual acredita que ya realizaron la limpieza[788].

d. Daño potencial a la fauna

1046. Como ya se ha señalado anteriormente, constituye daño potencial a la fauna toda situación que constituye una posibilidad de riesgo de que ocurra un detrimento negativo a las especies. En el presente caso, la situación de riesgo introducida a consecuencia del derrame de Morona se ha verificado en los siguientes extremos:

- **Contacto de petróleo crudo con componentes abióticos:** Sucede cuando el petróleo crudo tiene contacto con componentes como agua, suelo, sedimento y aire; y no necesariamente supera los Estándares de Calidad Ambiental.

- **Riesgo de ingesta o ingesta de material contaminado:** Sucede cuando el petróleo crudo es o puede ser consumido de forma directa por un organismo, generando en él bioacumulación de Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (PAH) o Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH). Pero, también puede ser consumido de manera indirecta, generando biomagnificación. Es decir, cuando un animal ingiere material contaminado con TPH, este se acumula en su organismo, de modo que, cuando es devorado por su depredador, la cantidad de TPH es transmitida.

- **Riesgo de contacto físico o contacto físico con hidrocarburos:** Ocurre cuando las especies –como mamíferos, reptiles, anfibios, entre otros– transitan por zonas afectadas con petróleo crudo, generando que su piel se impregne con este compuesto y afecte tejido mucoso (nariz, ojos, boca, genitales, etc.), irritándolos o haciendo que sus organismos absorban PAH.

- **Daño real a la flora, como fuente de daño potencial para la fauna:** Cuando la flora está afectada por petróleo crudo, se reduce la fuente de alimento para algunos seres vivos, mientras que otros pierden sus hábitats o, al entrar en contacto con la vegetación afectada, resultan afectados también.

1047. Cada uno de los extremos señalados constituyen una fuente de daño potencial a la fauna, debido a que son canales de exposición al petróleo crudo o a material contaminado para las especies de fauna que habitan o pueden habitar en las áreas afectadas por el derrame de Morona o a las áreas próximas a ellas.

---

787 Página 270 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

788 Página 7 del documento "Tercer Informe del Avance del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental del km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte" presentado mediante Carta N° SOLE-478-2016, ingresado mediante Registro N° 2016-E01-038463.

a. Contaminación de componentes abióticos

1048. De acuerdo al Cuadro N° 4 del Informe Complementario de Morona, se detectaron concentraciones de TPH en los resultados de análisis de agua correspondientes a la Supervisión Especial Morona 1, los cuales exceden los Estándares para Calidad Ambiental de Suelo, ECA 3 y ECA 4[789]. Asimismo, según el Cuadro N° 6 del mismo informe, los suelos de las riberas de la quebrada Cashacaño y del rio Morona presentan resultados que exceden los ECA para suelo de uso agrícola[790].

1049. Respecto a los suelos impregnados con petróleo crudo, se debe señalar que estos afectan a la fauna subterránea, tales como microbiota y mesobiota, debido a que estos organismos desaparecen al entrar en contacto con hidrocarburos[791], alterando el proceso natural del ecosistema. Esto se debe a que los organismos del suelo aportan una amplia gama de servicios esenciales para el funcionamiento sostenible del ecosistema, actuando como los conectores principales del ciclo de nutrientes, aumentando la cantidad y la eficiencia de la absorción de nutrientes por la vegetación y mejorando la salud de las especies de flora[792].

1050. En el presente caso, como ya ha quedado acreditado, uno de los suelos afectados es de tipo arenoso –debido a su textura granular–, filtrándose de 10 a 60 cm de profundidad, produciéndose un daño potencial para la microfauna y la mesofauna en las áreas cubiertas de vegetación esclerófila de arena blanca (varillales) [793].

1051. Por otro lado, cuando el petróleo crudo alcanza cuerpos de agua natural, como ocurrió en el presente caso, los contaminantes más pesados de esta sustancia se depositan en los sedimentos y, al acumularse en ellos, existe el riesgo de que puedan contaminar fuentes de agua o ser consumidos por peces detritívoros, bioacumulándose en su organismo y biomagnificándose al ser depredados[794].

1052. La Dirección de Evaluación realizó el muestreo de zooplancton del 31 de marzo al 20 de abril del 2016, con la finalidad de determinar el grado de afectación del derrame de Morona en estas especies en el área impactada. El método de muestreo utilizado consistió en la selección de sitios de muestreo, los equipos y técnicas de evaluación y los estándares de comparación usados para el cotejo de los resultados; de esta

---

789 Página 30 del documento digitalizado denominado "Informe Complementario N° 1170-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

790 Página 35 del documento digitalizado denominado "Informe N° 1170-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

791 Miranda, Darío y Ricardo Restrepo. "Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales – Impactos, consecuencias, prevención. La experiencia de Colombia". Eco Petrol S.A., Colombia, 2005. Pp. 574.
Consultado en: http://ioscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-2005-1-571
"Como el desplazamiento de la fauna del suelo es muy lento, sólo aquellos invertebrados que habitan en la superficie asociados a las plantas como arañas, ciempiés, tijeretas o vertebrados como mamíferos, reptiles, (carnívoros de la cadena alimenticia), pueden huir más fácilmente en el caso de un derrame de crudo. En cambio, aquellos que viven bajo la superficie del suelo (principalmente invetebrados de la micro y mesobiota), los cuales son los que más participan en el proceso de formación del suelo, mueren irremediablemente".

792 Food and Agriculture Organization (FAO). "*La Biota del Suelo y la Biodiversidad*".
Consultado en: http://www.fao.org/3/i0112s/i0112s07.pdf
"Los organismos del suelo aportan una amplia gama de servicios esenciales para el funcionamiento sostenible de todos los ecosistemas, al actuar como los principales agentes conductores en los ciclos de nutrientes; regulando las dinámicas de la materia orgánica del suelo, la fijación del carbono del mismo y las emisiones de gases de invernadero; modificando la estructura física del suelo y los regímenes del agua; aumentando la cantidad y la eficiencia en la absorción de nutrientes por la vegetación; y mejorando la salud de las plantas. Estos servicios no son sólo esenciales para el funcionamiento de los ecosistemas naturales, sino que también constituyen un importante recurso para la gestión sostenible de los sistemas agrícolas".

793 Página 7 del documento "Tercer Informe del Avance del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental del km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte" presentado mediante Carta N° SOLE-478-2016, Ingresado mediante Registro N° 2016-E01-038463.

794 Instituto de Epidemiologia y Salud Comunitaria "Manuel Amunárriz". "Informe Yana Curi – Impacto de la actividad petrolera en la salud de las poblaciones rurales de la Amazonía ecuatoriana". Quito. 2004. Pp..25.
Disponible en: http://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1330&context=abya_yala
"Las actividades relacionadas con esta fase producen una gran variedad de contaminantes que se depositan en la tierra, el agua y el aire. Las comunidades que viven cercanas a los pozos y estaciones de petróleo tienen una mayor probabilidad de sufrir una exposición a los químicos y tóxicos cuando respiran, usan el agua para beber, bañarse, cocinar o comen alimentos que han estado en contacto con los tóxicos.
Los contaminantes del crudo pueden ser depositados en la tierra o ingeridos por organismos acuáticos en cantidades que pueden tener efectos adversos para la salud e incrementar las tasas de malnutrición, especialmente en niños y pescadores, cuando los peces contaminados o sus productos entran en la cadena alimenticia".

manera para la laguna Cashacaño se consideraron 4 puntos: CMO-HB1, CMO-HB2, CMO-HB3 y CMO-HB4[795].

1053. En los puntos CMO-HB1, CMO-HB2, CMO-HB3 y CMO-HB4 se observó gran abundancia de rotíferos, los cuales son microorganismos que se caracterizan por tener altas tasas reproductoras frente a la perturbación por petróleo crudo, gracias a su respuesta rápida frente a la presencia de petróleo crudo, pues son recicladores por excelencia[796]. En ese sentido, este hecho demuestra que los cuerpos de agua de las áreas cercanas al punto del derrame de Morona fueron contaminados con petróleo crudo.

b. Riesgo de ingesta o ingesta de material contaminado

1054. Este riesgo se presenta por bioacumulación o biomagnificación, como es el caso de la especie *Dasypus novemcinctus* (armadillo)[797], el cual es un animal que se alimenta de animales invertebrados o tubérculos que rebusca del suelo[798]. Entonces, al alimentarse, no separa el suelo contaminado de sus alimentos, por lo tanto, se alimenta de ambos, contaminándose. Como este animal encuentra sus alimentos en el suelo afectado por petróleo crudo, el contaminante va aumentando en su organismo con el transcurso del tiempo producto de la ingesta.

c. Riesgo de contacto físico o contacto físico con hidrocarburos

1055. La Dirección de Evaluación realizó el muestreo de fauna del 31 de marzo al 20 de abril del 2016, con la finalidad de determinar el grado de afectación del derrame de Morona en las especies del área impactada. El método de muestreo utilizado fue la evaluación de animales silvestres como mamíferos, aves, anfibios y reptiles, mediante la recolección de imágenes de fototrampeo por transectos y técnicas de índices de ocurrencia.

1056. Los puntos de evaluación en los transectos de la zona afectada se denominan Casha R1 y Casha R2, mientras que los puntos de evaluación de la zona no afectada se denominan Casha BK R1 y Casha BK R2. Por otro lado, los puntos de transecto para fototrampeo en la zona afectada son los puntos Casha 1 a Casha 7, mientras que los puntos de la zona sin afectación son los puntos Casha 8 hasta Casha 14.

1057. Sobre el particular, en los transectos Casha R1 y Casha R2 se identificó una culebra *Imantodes* sp, una lagartija *Kentropyx Altamazonia* e insectos del orden *Orthoptera,* familia *Acrididae*, completamente cubiertos por petróleo crudo. A continuación, se muestran las fotografías correspondientes:

---

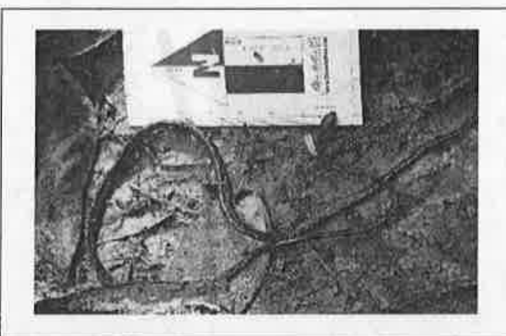
795 Página 87 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

796 Página 108 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

797 Página 286 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

798 McBee, K. y Backer, R. *"Dasypus novemcinctus".* En: Mammalian Species, N° 162, American Society of Mammalogists, 1982, 162: 1-9. Consultado en: https://www.jstor.org/stable/pdf/3503864.pdf?refreqid=excelsior%3A578fbf4bc663e8ecde7934dd60051528
Fecha de consulta: 10 de julio de 2019.

Tabla Nº 88 Culebra *Imantodes* sp, una lagartija *Kentropyx Altamazonia* e insectos del orden *Orthoptera,* familia *Acrididae,* completamente cubiertos por petróleo crudo

	
En esta fotografía se aprecia un espécimen de *Imantones sp* cubierta por petróleo crudo[799].	En esta fotografía se aprecia un espécimen de la orden Orthoptera, familia Acridae, impregnada por petróleo crudo[800].

1058. Cuando el hidrocarburo tiene contacto físico con un animal, como el caso de los individuos que se aprecian en la tabla precedente, este puede inhalar y absorber componentes del petróleo crudo en su organismo –este es el caso del *Imanthoes sp.* Por otro lado, la Acrididae va a perder la capacidad de volar debido a que sus alas fueron impregnadas de petróleo crudo y esto lo hará más susceptible a ser presa de algún animal, favoreciendo la bioacumulación de petróleo crudo en la fauna.

1059. Cabe señalar que SERFOR indicó que la razón por la cual no se registraron más especies en la zona afectada es porque las acciones de limpieza de Petroperú han ahuyentado ciertas especies[801], por lo cual no se descarta que el impacto generado por el petróleo crudo derramado haya afectado a más individuos de más especies.

e. Daño real a la fauna

1060. Conforme a lo expuesto previamente, constituye daño real a la fauna la afectación que ocasiona un detrimento actual de una especie. En ese sentido, el presente caso, se ha verificado la existencia de daño real a la fauna, debido a que se ha detectado la muerte de especímenes de fauna silvestre.

1061. Sobre el particular, se debe indicar que todos los organismos de agua dulce son susceptibles de ser afectados, cuando un derrame de petróleo crudo alcanza su hábitat[802]. Es así que, de acuerdo a la información recabada por la DIRESA Loreto, el GORE Loreto y la Municipalidad Provincial de Datem del Marañón, se detectaron peces muertos a causa del derrame, lo cual se sustenta en el registro fotográfico de dos individuos de peces muertos denominados bagres, el cual evidencia la afectación causada por el petróleo crudo derramado[803]:

799 Página 292 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

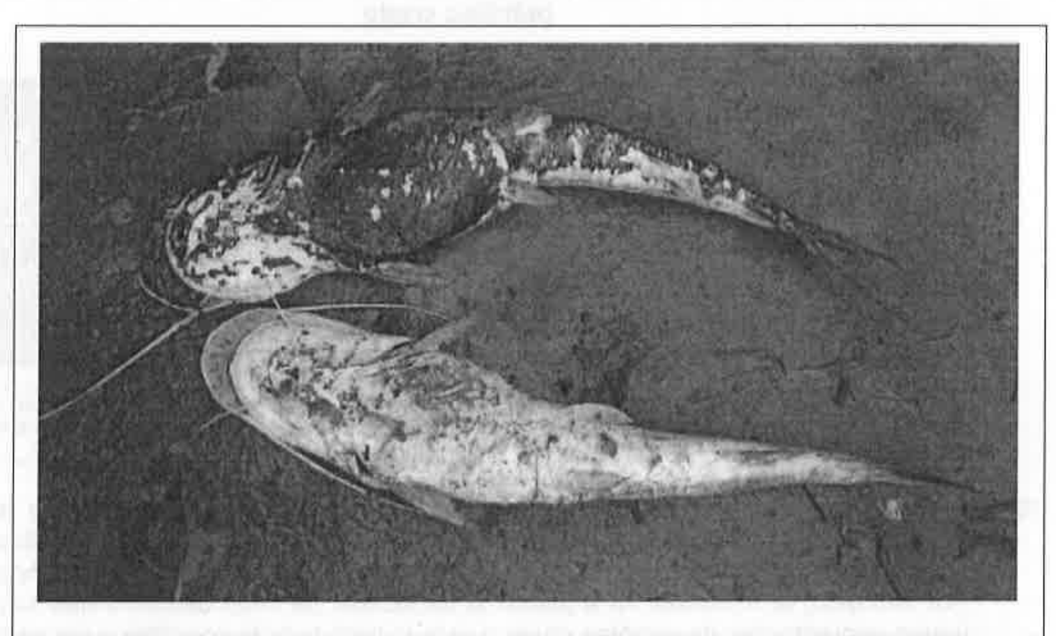
800 Página 293 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

801 Página 158 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

802 A.V.Botello, J.Rendón von Osten, G.Gold-Bouchot y C. Agraz-Hernández. "Golfo de México. Contaminación e Impacto Ambiental". Segunda Edición. México.2005. pp.102 a 105.
Disponible en:
https://books.google.com.pe/books?id=WwuryOF1JUEC&pg=PA103&lpg=PA103&dq=acumulacion+de+hidrocarburos+en+peces&source=bl&ots=ErgzO1oMs&sig=UnTIfnBYefc9diwKFPO3gREpvq0&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwjKt9yT4JzMAhVLf5AKHRpFAcgQ6AEIGjAA#v=onepage&q=acumulacion%20de%20hidrocarburos%20en%20peces&f=false

803 Página 16 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

Tabla N° 89 Peces muertos denominados bagres



Fotografía 6 del Informe SERFOR
En la fotografía se puede apreciar dos peces bagres muertos debido a la afectación creada por el derrame de petróleo crudo, que quitó el oxígeno del agua haciendo que los peces mueran por anoxia[804].

a. Daños potenciales a la salud humana

a.1 El derrame en Morona

1062. En el presente caso, el 3 de febrero del 2016 se produjo el derrame de aproximadamente mil (1000) barriles de petróleo crudo en Morona, a la altura del km 206+035 del ORN, el cual es un Crudo Loreto de 18° API, conforme a lo indicado por Petroperú en su reporte final de emergencias ambientales[805].

1063. Sobre el particular, de acuerdo a lo verificado por la Dirección de Supervisión en la supervisión del 6 al 11 y de 14 al 18 de febrero del 2016, el crudo proveniente del km 206+035 se dispersó desde el punto de derrame hasta la confluencia de la quebrada Cashacaño con el río Morona, discurriendo desde este punto, a lo largo de dicho cuerpo hídrico[806].

a.2 Efectos de los hidrocarburos en los seres humanos

1064. El petróleo es una compleja mezcla de varios compuestos químicos, el cual contiene una variedad de agentes de diverso poder toxicológico como el benceno, tolueno, xileno e hidrocarburos aromáticos policíclicos[807]. Altas concentraciones de benceno pueden causar neurotoxinas que generan problemas en la médula espinal. De igual forma, el benceno es un agente desencadenante de la leucemia y del desarrollo de tumores hematológicos[808].

---

804 Página 16 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

805 Registro de Trámite Documentario N° 2016-E01-014530. Ver las páginas 99 al 105 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

806 Ver las páginas 3 al 44 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra en el folio 816 del expediente.

807 International Agency for Research on Cancer (IARC). Evaluation of the carcinogenic risk of chemicals to man: occupational exposures to petroleum refining; crude oil and major petroleum fuels. Lyon, France. [Disponible en línea] URL: www.iarc.fr.

1065. Conforme a lo señalado previamente, el contacto directo de un individuo o una población con el crudo de petróleo o sus vapores causa irritación, picores en la piel y enrojecimiento de los ojos. Asimismo, en el caso de vertidos de petróleo las personas expuestas suelen manifestar dolores de cabeza, dolor de garganta e irritación en los ojos[809]. Estos síntomas de intoxicación aguda son de corta duración y desaparecen rápidamente al eliminar el contacto con el petróleo[810].

a.3 Riesgo de exposición a los seres humanos

1066. Mediante el Oficio Múltiple N° 047-2016-GRL-DRS-Loreto-CPC/DESA-30.09-04.[811], la DIRESA Loreto remitió a la OD Loreto el "Plan de Acción Integral de Salud en las comunidades nativas expuestas al derrame de petróleo", el mismo que abarca treinta y nueve (39) comunidades de los distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Pastaza y Cahuapanas.

1067. De acuerdo a dicho documento, el derrame de petróleo crudo, comprometió las aguas de la quebrada de Cashacaño (Anexo 20), la misma que es tributaria del río Morona. En esa línea, debido al incremento del caudal de la quebrada, el petróleo crudo fue arrastrado aguas abajo, ingresando al río Marañón, lo cual puso en riesgo a la población que se abastece de dicho río para sus necesidades básicas, siendo afectados los pobladores de los distritos anteriormente mencionados.

1068. Asimismo, para el desencadenamiento de daño potencial a la salud por parte de los seres humanos, es necesario describir un escenario de exposición mediante una vía de exposición[812] al agente tóxico por parte de los receptores.

1069. Por ello, en el presente caso, se configurará un daño potencial con la confluencia y verificación de: i) una fuente de contaminación; ii) medios para el desplazamiento del contaminante; iii) punto de exposición; iv) ruta de exposición; y, v) existencia de población receptora[813], según lo establecido por la definición de la ATSDR.

1070. A continuación, se evaluará si se configuran los elementos[814] para determinar si las personas que habitan las zonas próximas a los cuerpos de agua afectados por el derrame en Morona tuvieron riesgo de exposición al crudo[815]:

Tabla N° 90: Configuración del riesgo de exposición de población a petróleo crudo por el derrame en Morona

N°	Elementos	Medios probatorios	Análisis

808 Hayes RB, Songnian Y, Dosemeci M, Linet M. Re: Benzene and lymphohematopoietic malignancies in humans. American Journal of Industrial Medicine. 2001;117–26.

809 Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P, Brewster D. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. The Shetland Health Study Group. BMJ British Medical Journal. 1993; 307:1251–5.

810 Lillienberg L, Högstedt B, Järvholm B, Nilson L. Health effects of tank cleaners. American Industrial Hygiene Association Journal. 1992; 53:375–80.

811 Páginas 129 a la 147 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 1170-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

812 **Curso de Toxicología para Comunidades**
La ATSDR define una vía de exposición como el proceso por el cual una persona está expuesta a contaminantes que se originan de alguna fuente de contaminación. Para que la exposición ocurra, debe existir una vía de exposición completa.
Consultado en: https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

813 Estos elementos se utilizan de forma referencial tomando en consideración los elementos de análisis de la "Guía para la elaboración de estudios de evaluación de riesgos a la salud y el ambiente (ERSA) en sitios contaminados" en el marco del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

814 Fuente de contaminación; medios para el desplazamiento del contaminante; punto de exposición; ruta de exposición; y, existencia de población receptora.

815 No se debe confundir riesgo de exposición, con exposición o intoxicación.

1	Fuente de contaminación	- Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073. - Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID. - Carta N° ADM4-077-2016/ADM4-DS-037-2016 (Reporte Final de Emergencia Ambiental)	El día 3 de febrero de 2016, se produjo el derrame de petróleo crudo producido por una falla en la línea del ONP. De esta manera, la fuente de contaminación es el petróleo crudo proveniente del kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP. El Gobierno Regional de Loreto mediante el Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073[816], la Dirección de Supervisión mediante el Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID, y el administrado de acuerdo a su Reporte Final de Emergencia Ambiental, señalan que el día 3 de febrero de 2016, se produce el derrame de petróleo crudo (agente tóxico) producto de la falla en la línea del ONP. En ese sentido, la fuente de contaminación es el petróleo crudo proveniente del kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP.
2	Medios para el desplazamiento del contaminante	- Oficio N° 087-2016-MINAM/VMDERN/DG/DB - Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID.	El Ministerio del Ambiente, mediante el oficio N° 087-2016-MINAM/VMDERN/DG/DB del 27 de abril de 2016, remite al OEFA el Informe N° 058-2016-MINAM/DVMDREN/DGDB, señala que el 3 de febrero de 2016 se produjo una fuga en el ONP, administrado por Petroperú, qué ocasionó el derrame de crudo de petróleo, comprometiendo la quebrada Cashacaño y el río Morona. La Dirección de Supervisión mediante su Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID se identificó que, como consecuencia del derrame, el petróleo crudo ha llegado a ambos márgenes de la quebrada Cashacaño y el río Morona. En ese sentido, el medio de desplazamiento de contaminante por medio fluvial, toda vez que los hidrocarburos tienden a flotar debido a la diferencia de densidad que presentan con respecto al agua.
3	Puntos de exposición	- Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073. - Oficio Múltiple N° 055-2016-GRL-DRS-Loreto/30.09.04 - Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS, Loreto/30.09.04	El Gobierno Regional de Loreto, mediante el Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073[817], del 4 de abril de 2016, adjuntó el Informe de Inspección Multisectorial del Derrame de Petróleo en la Quebrada Cashacaño, afluente del río Morona, Distrito de Morona, Provincia Datem del Marañon Loreto, mediante el cual se verificó la existencia de contaminación por petróleo en las aguas del río Morona y en las quebradas de Cashacaño. El 22 de marzo de 2016, mediante Oficio Múltiple N° 055-2016-GRL-DRS-Loreto/30.09.04., la Dirección Regional de Salud Loreto del Gobierno Regional de Loreto (en adelante, DIRESA LORETO), remitió a la OD Loreto del OEFA, el Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04 con los resultados del análisis físico químico de agua superficial de las áreas de influencia del derrame de petróleo ocurrido en el ONP y el Informe de Ensayo N° 0077P-2016 del Laboratorio de Control Ambiental de la DIGESA. De la evaluación de Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS, Loreto/30.09.04, se advierte excesos significativos de Hidrocarburos Totales de Petróleo en los puntos Agua Natural/puerto principal de la comunidad de Nuevo Milagro/Morona/Datem del Marañón/Loreto; Agua Natural/Boca de la quebrada de Cashacaño/Morona/Datem del Marañón/Loreto y

816 Documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

817 Documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

			Agua Natural/Orilla de la comunidad nativa de Copales Unidos/Morona/Datem del Marañón. El Ministerio de Cultura, mediante Oficio N° 000169-2016/VMI/MC[818] del 15 de abril de 2016, remite el Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC[819], del 5 de abril de 2016, denominado Informe sobre el derrame de petróleo del ONP en el río Morona, provincia Datem del Marañón, Región Loreto. El mencionado informe señala que, todas las comunidades del bajo Morona dependen del río como fuente de agua y alimentación, pero también como zona de recreación para jóvenes y niños. En ese sentido, el principal punto de exposición, ha sido el río Morona, en el cual los pobladores de las comunidades han realizado actividades de pesca, lavado de utensilios domésticos y ropa, además de uso recreativo como de higiene personal.
4	Rutas de exposición	- Curso de Toxicología para comunidades. Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades[820]	Es preciso detallar que las tres principales rutas de exposición[821] son la piel (absorción cutánea); el sistema respiratorio (inhalación) y el sistema digestivo (ingestión). Asimismo, la intoxicación aguda se encuentra relacionada con la inhalación o ingestión y esta provoca náuseas, vómito, tos e irritaciones en la piel; y la intoxicación crónica (por inhalación) se caracteriza por presentar mareo, astenia, pérdida de peso, anemia, nerviosismo, dolor de extremidades.
5	Población receptora	- Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI/16.30 HORAS	El INDECI en el Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI/16.30 HORAS[822] señala que, se identificaron afectación a la vida y salud de la población de las localidades de Tierra Blanca, Puerto Alegría, Santa Rosa, Nuevo Porvenir, Copales Unidos, Pañaposa, Nueva Vida, Yamacay, Bancal, Paraguaposa, Milagro, Dos Hermanos, Luz de Oriente, Puerto Libre, Puerto América, Versalles, Copacabana, Antena Cuatro y Santa Rosa del Marañón. Por lo tanto, al haberse verificado que el derrame se dispersó por la quebrada Casha caño y río Morona y expuso a los pobladores de las comunidades nativas que tuvieron contacto con el petróleo crudo proveniente del derrame, se ha generado un menoscabo potencial a las condiciones de salud y vida humana[823].

Elaboración: DFAI.

b. Daños reales a la salud humana

818 Documento digitalizado denominado "OFICIO N° 000169-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

819 Documento digitalizado denominado "INFORME N° 000003-2016-XSR-DIN-DGCI-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

820 II. Rutas de exposición
La exposición a sustancias tóxicas tiene lugar a través de las tres rutas principales mencionadas a continuación.
- La piel (absorción cutánea). - El contacto con la piel es la vía más común de exposición a las sustancias tóxicas. (...)
- El sistema respiratorio (inhalación). - La inhalación es el medio más fácil y rápido de exposición a las sustancias tóxicas porque estas sustancias se absorben fácilmente en el sistema respiratorio. (...)
- El sistema digestivo (ingestión). - La ingestión de sustancias tóxicas generalmente es incidental o inadvertida. (...)

Consultado en: https://www.atsdr.cdc.gov/es/training/toxicology_curriculum/modules/2/es_lecturenotes.html

821 Ibidem.

822 Página 2 del documento digitalizado denominado "Reporte Complementario N° 130-12-02-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

823 Organización Mundial de la Salud. Preguntas frecuentes, ¿Cómo define la OMS la salud?
Disponible en: http://www.who.int/suggestions/faq/es/
[Última Consulta: 17 de noviembre de 2017]

1071. Considerando que la salud humana se concibe como un estado completo de bienestar físico, mental y social, y no solamente como ausencia de afecciones o enfermedades[824]. La configuración de un escenario de daño a la salud puede generarse a través de sus distintos componentes, los cuales se ven reflejados en bienestar físico, mental y social. A continuación, se describirán los medios probatorios que permiten sustentan el daño real a la salud humana.

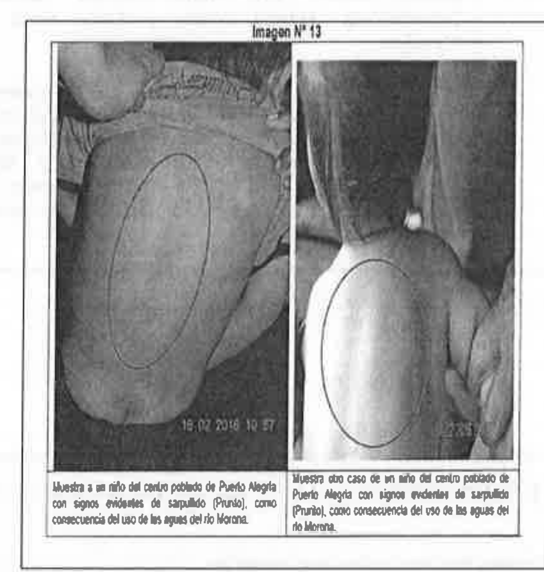
b.1 Hechos verificados por la Oficina Descentralizada de Loreto

1072. Los días 16 y 17 de febrero del 2016, el personal de la OD Loreto recabó declaraciones de pobladores de las comunidades nativas Mayuriaga, Puerto Alegría y Puerto América[825]. Las personas que brindaron sus declaraciones manifestaron que niños y adultos presentaron **síntomas de dolor de cabeza, fiebre alta, diarrea, vómitos, mareos y/o erupciones cutáneas, como consecuencia del contacto de manera directa o indirecta con el petróleo crudo** derramado en las aguas de la quebrada Cashacaño y de las aguas del río Morona.

b.2 Hechos verificados por la Dirección de Supervisión

1073. Asimismo, en las imágenes 13 y 14 del Informe de Supervisión Morona 1[826] se observan niños con signos de sarpullido atribuible a la exposición al petróleo crudo derramado al cual estuvieron expuestos los pobladores de las comunidades ubicadas en la zona de influencia de la referida emergencia ambiental. Ello en la medida que los pobladores de las comunidades nativas Mayuriaga, Puerto Alegría y Puerto América realizan sus actividades cotidianas, tanto de subsistencia (pesca) como de recreación o higiene (juegos y baño), en la quebrada Cashacaño y en el río Morona.

Tabla N° 91: Fotografías N° 13 y 14 del Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA/DS-HID



Muestra a un niño del centro poblado de Puerto Alegría con signos evidentes de sarpullido (Prurito), como consecuencia del uso de las aguas del río Morona.

Muestra otro caso de un niño del centro poblado de Puerto Alegría con signos evidentes de sarpullido (Prurito), como consecuencia del uso de las aguas del río Morona.



Muestra un niño del centro poblado de Puerto Alegría con signos evidentes de sarpullido (Prurito), como consecuencia del uso de las aguas del río Morona.

Elaboración: DFAI.

---

824 **Constitución de la Organización Mundial de la Salud (OMS)**
"Los Estados partes de esta Constitución declaran, en conformidad con la Carta de las Naciones Unidas, que los siguientes principios son básicos para la felicidad, las relaciones armoniosas y la seguridad de todos los pueblos:
La salud es un estado de completo bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades".
Consultado en: http://apps.who.int/gb/bd/PDF/bd48/basic-documents-48th-edition-sp.pdf?ua=1#page=7

825 Memorándum N° 80-2016-OEFA/OD LORETO, adjunto como anexo del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", que obra en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

826 Páginas 34 y 35 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1074. Asimismo, a consecuencia del derrame de Morona, se afectaron los componentes de agua y suelo los cuales están estrechamente interrelacionados con las actividades cotidianas de las comunidades nativas presentes en las áreas afectadas[827].

1075. A consecuencia del derrame de Morona, el petróleo derramado alcanzó la quebrada Cashacaño y discurrió aguas abajo hacia el rio Morona, por lo que se detectaron concentraciones de TPH en los resultados de análisis de agua[828] y en los resultados de análisis del suelo[829] de las riberas de la quebrada Cashacaño y el rio Morona.

b.3 Hechos verificados por la Red de Salud del Datem del Marañón

1076. El Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404 de la Red de Salud de Datem del Marañón[830], en la cual se da cuenta de las atenciones médicas efectuadas por dicha institución a los moradores de las comunidades de Puerto Alegría, Puerto América, Copales, entre otros del área de influencia del derrame, en la cuales se diagnosticó la presencia de dermatitis[831] y cefaleas[832] relacionados a la exposición al petróleo.

Tabla N° 92: Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo del P.S. Puerto América

N°	NOMBRES *	EDAD	CC.NN.	SINTOMAS	DIAGNÓSTICO
1	[redacted]	1 año 1 mes	PTO. ALEGRÍA	Picazón por más de 3 semanas	Dermatitis de contacto
2	[redacted]	33 años	-	Dolor abdominal y lumbar	Dermatitis de contacto
3	[redacted]	2 años	PTO. ALEGRIA	Picazón por más de 3 semanas	Dermatitis de contacto
4	[redacted]	2 años 11 meses	-	Lesiones	Dermatitis

Elaboración: DFAI.

1077. Al respecto es preciso mencionar que, en el caso de la dermatitis de contacto con hidrocarburos, es posible que el médico tratante pueda diagnosticar la causa mediante la consulta con el paciente, sobre el origen de la sustancia desencadenante, así como examinando la piel para observar el patrón y la intensidad de la erupción[833]. Por ende, la característica del síntoma irritación en la piel o dermatitis, puede ser evaluado sin la obligatoriedad de un análisis cuantitativo o ensayo clínico.

1078. El Oficio N° 001-2016-CSPA-EPIDEMIOLOGIA-MRM-RSDM-GRL del responsable de epidemiologia de la Micro Red de Morona[834], en la cual se da cuenta de las atenciones médicas efectuadas en los puestos de salud de las comunidades de Puerto Alegría y Puerto América, ubicadas en el área de influencia del derrame, en la cuales se diagnosticó la presencia de prurito, cefalea y alergia.

1079. Asimismo, el mencionado oficio señala que los <u>niños</u> que se atienen en esa red poseen algún grado de desnutrición, de los cuales la mayoría tardan o en el peor de

[827] Página 95 del documento digitalizado denominado "Informe Complementario N° 1171-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[828] Cuadro N° 4 del documento digitalizado denominado "Informe N° 1170-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[829] Cuadro N° 6 del documento digitalizado denominado "Informe N° 1171-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[830] Documento digitalizado denominado "Oficio N° 226-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[831] Páginas 5, 7, 9 y 13 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 226-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[832] Página 33 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 226-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

[833] Dermatitis de contacto - Diagnóstico
Consultado en: https://www.mayoclinic.org/es-es/diseases-conditions/contact-dermatitis/diagnosis-treatment/drc-20352748

[834] Documento digitalizado denominado "Oficio N° 226-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

los casos no se recuperan debido a la mala alimentación que reciben. El área de Epidemiología de la Micro Red de Morona, señala que visitó el punto de falla en la tubería, la cual se encuentra a 13 kilómetros de comunidad nativa de Mayuriaga, y luego realizó una investigación en la población de las diferentes comunidades afectadas.

Tabla 93: Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo de la Micro Red Morona

N°	NOMBRES*	EDAD	NACIMIENTO	CC.NN.	DIAGNÓSTICO
1	[redacted]	16 años	02.11.99	PTO. ALEGRIA	Prurito Local
2	[redacted]	12 años		PTO. ALEGRIA	Prurito Local
3	[redacted]	56 años	20.04.59	PTO. ALEGRIA	Prurito Local
4	[redacted]	4 años	27.09.11	COPALES UNIDOS	Prurito Local
5	[redacted]	9 años	23.09.06	COPALES UNIDOS	Prurito Local
6	[redacted]	1 año 3 meses	08.11.14	PTO. AMÉRICA	Prurito Local

Elaboración: DFAI.

1080. La Red de Salud de Datem del Marañón, mediante Oficio N° 159-2019-GRL-U.E./RSDM-404[835], remitió en copias fedateadas los diez (10) Formatos Únicos de Atención de Salud (en adelante, FUA). Los FUA, los cuales son documentos de carácter médico, demuestran que el principal síntoma presente en las áreas afectadas por el derrame de Morona es la dermatitis de contacto con hidrocarburos; padecimiento típico en incidentes como derrames de petróleo crudo.

Tabla N° 94: Relación de los FUA

N°	NOMBRES*	EDAD	NACIMIENTO	CC.NN.	DIAGNÓSTICO
1	[redacted]	21	11.02.1995	PTO. ALEGRÍA	Herida de pierna Dermatitis de contacto
2	[redacted]	37	09.10.1979	PTO. ALEGRÍA	Anemia no especificada Resfriado común Infecciones vías urinarias
3	[redacted]	48	03.04.1968	PTO. ALEGRÍA	Infecciones vías urinarias Anemia
4	[redacted]	42	02.01.1974	PTO. ALEGRÍA	Resfriado común Infecciones vías urinarias
5	[redacted]	29	09.05.1987	PTO. ALEGRÍA	Gastritis crónica Amenia no especificada Resfriado común
6	[redacted]	20	08.08.1996	PTO. ALEGRÍA	Amenia no especificada Dermatitis de contacto
7	[redacted]	28	22.12.1988	PTO. ALEGRÍA	Dermatitis de contacto
8	[redacted]	33	11.10.1983	PTO. ALEGRÍA	Infecciones vías urinarias Dermatitis de contacto
9	[redacted]	20	05.01.1996	PTO. ALEGRÍA	Otitis Externa
10	[redacted]			PTO. ALEGRÍA	

Elaboración: DFAI.

b.4 Hechos verificados por el Ministerio de Salud

1081. El Ministerio de Salud, mediante Resolución Directoral N° 020-2016/DIGESA/SA, del 15 de febrero de 2016, declaró en emergencia sanitaria la calidad del agua para consumo humano el distrito Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas; distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Pastaza, y Cahuapana, de la provincia de Datem de Marañón, del departamento Loreto, por noventa (90) días calendarios.

b.5 Hechos verificados por el Dirección Regional de Salud de Loreto

[835] Documento digitalizado denominado "OFICIO N° 159-2016-GRL-U.E.-RSDM-404", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

1082. El 22 de marzo de 2016, mediante Oficio Múltiple N° 055-2016-GRL-DRS-Loreto/30.09.04.[836], la Dirección Regional de Salud Loreto del Gobierno Regional de Loreto (en adelante, DIRESA LORETO), remitió a la OD Loreto del OEFA, el Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04[837] con los resultados del análisis físico químico de agua superficial de las áreas de influencia del derrame de petróleo ocurrido en el ONP y el Informe de Ensayo N° 0077P-2016[838] del Laboratorio de Control Ambiental de la DIGESA.

1083. De la evaluación de Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04[839], se advierte excesos significativos de Hidrocarburos Totales de Petróleo en los puntos Agua Natural/puerto principal de la comunidad de Nuevo Milagro/Morona/Datem del Marañón/Loreto; Agua Natural/Boca de la quebrada de Cashacaño/Morona/Datem del Marañón/Loreto y Agua Natural/Orilla de la comunidad nativa de Copales Unidos/Morona/Datem del Marañón.

b.6 Hechos verificados por el Gobierno Regional

1084. El Gobierno Regional de Loreto, mediante el Oficio N° 443-2016-GRL-DRSL/30.09.04[840], remite el Plan de Acción Integral de Salud en las Comunidades Expuestas por el Derrame de Petróleo y el Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS[841] titulado como Implementación, Mantenimiento y Operación del Sistema Intradomiciliario "Mi Agua", a la población afectada por el derrame del petróleo en los distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Cahuapanas y Pastaza, provincia del Datem del Marañon - Región Loreto ante la Declaratoria de Emergencia Sanitaria.

1085. Aunado a lo anterior, el Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS[842], se han distribuido en total 1,450 Kits de Sistemas de Tratamiento Intradomiciliario de Agua para el Consumo Humano "Mi Agua", el cual consta de un bidón de 35 litros con tapa y caño, un balde de 10 litros con tapa, mangas filtrantes de 1 micra de porosidad, sulfato de alúmina (forma de piedra blanquecina) y frasco de Hipoclorito de Sodio al 0.5%. Se beneficiaron en un total de 1,414 familias, haciendo un total de 8,439 personas y 40 comunidades nativas.

b.7 Hechos verificados por el Instituto Nacional de Defensa Civil

1086. El INDECI elaboró el Reporte Complementario Nº 130-12/02/2016/COEN-INDECI del 12 de febrero del 2016[843], el cual indica que seiscientas catorce (614) familias fueron afectadas por el derrame de Morona. Además, indica que en las localidades del distrito se encontraron áreas de cultivo (cacao, arroz, entre otros)[844], áreas de cobertura natural y animales afectados.

---

836 Documento digitalizado denominado "OFICIO N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

837 Páginas 48 y 49 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 189-2016-GRL-GGR-ARA-L", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

838 Páginas 55 y 58 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 189-2016-GRL-GGR-ARA-L", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

839 Páginas 48 y 49 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 189-2016-GRL-GGR-ARA-L", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

840 Documento digitalizado denominado "OFICIO N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

841 Páginas 30 al 60 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

842 Páginas 30 al 60 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

843 Página 7 del documento digitalizado denominado "Reporte Complementario N° 130-12-02-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

844 Página 11 del documento digitalizado denominado "Informe 049-2016-MINAGRI", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1087. Así también señaló, que se usan el agua de los ríos para tareas domésticas como lavado de ropa y actividades recreacionales (nado y juegos de niños), a pesar de la información brindada por el personal de salud sobre el riesgo a la exposición.[845]

b.8 Hechos verificados por el Organismo de Sanidad e Inocuidad Pesquera (SANIPES)

Primera y segunda intervención a Morona

1088. El SANIPES, mediante el Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA[846], del 6 de abril de 2016, reportó al OEFA los resultados de muestreo de recursos hidrobiológicos, realizados en la primera intervención del 15 de febrero de 2016 y segunda intervención del 7 al 9 de marzo del 2016 efectuadas en Morona – Loreto, debido al derrame de petróleo Morona en el que indicó lo siguiente:

- Sobre la identificación del exceso de cadmio: las muestras de las especies Llambia y Bagre, se encuentra fuera de los Límites Máximos Permisibles para Cadmio[847].

1089. En base a ello, SANIPES concluye que debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado nivel de cadmio[848] en la muestra tomada en Morona, siendo el metal cadmio indicadores de contaminación petrolera, conforme lo indicó el SANIPES:

> *"INFORME N° 044-2016-SANIPES-DSNPA*
> ***CONCLUSIÓN***
> ▪ *Debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Morona y Chiriaco. Siendo el plomo y cadmio indicadores de contaminación petrolera.*
> ▪ *Debido a la posible afectación de las cuencas por el derrame en las zonas de Chiriaco y Morona, la población de peces, han migrado o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva, posterior al evento del derrame de petróleo crudo.*
> *(...)*
> ▪ *Por lo anteriormente expuesto, los peces de las zonas afectadas (ríos Chiriaco y Morona) No son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de estas zonas".*
>
> *(Subrayado agregado).*

Asimismo, el cadmio es un metal bioacumulable que causa daño tóxico al ser ingerido por el ser humano, como parte de su alimentación. Y debido a la afección de la cuenca Morona, la población de peces han migrado a otras áreas o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva producto del derrame de hidrocarburos.

1090. Por ende, SANIPES señala que, durante la primera y segunda intervención a Morona, se determinó que los peces de la zona afectada no son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de esta zona.

---

845 Página 16 del documento digitalizado denominado "Informe Situacional 001-2016-INDECI", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

846 Páginas 3 a la 11 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 148-2016-SANIPES-DE", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

847 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Cd}= 0,05mg/kg)

848 Clapp R, Howe G, Mizrahi S. La extracción de petróleo y los impactos humanos a la salud en la concesión de Texaco en Ecuador. Una revisión bibliográfica. Ecuador. 2006.
Cadmio: Es eliminado en la combustión de fósiles. La inhalación es la principal vía de ingreso al organismo y puede causar problemas pulmonares, renales y fragilidad de los huesos. La exposición de 2 horas con este compuesto causa tos e irritación leve de garganta; de 4 a 10 horas aparecen síntomas como tos, presión esternal, dolor de pecho, dificultad respiratoria, sudoración, temblor y dolor de extremidades; de 8 horas en adelante aparece una severa dificultad para respirar, tos persistente, debilidad, malestar, anorexia, náusea, diarrea, micción frecuente en la noche, dolor abdominal, expectoración de sangre y postración. Las exposiciones a altos niveles pueden ser fatales y los que sobreviven pueden tener secuelas por años. Con la ingesta, el carácter irritante también aparece a nivel digestivo y se puede concentrar en riñones. Estudios en animales han demostrado que su absorción es mayor en niños y embarazadas con dietas bajas en calcio, proteína o hierro y ricas en grasas. Solo una escasa cantidad pasa la barrera placentaria.

Tercera intervención a Morona

1094. El SANIPES mediante el Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA[849], del 23 de junio de 2016, reportó al OEFA los resultados de muestreo de recursos hidrobiológicos, realizados en la tercera intervención de Morona – Loreto, debido al derrame de petróleo Morona en el que indicó lo siguiente:

- Sobre la identificación de exceso en cadmio: las muestras de las especies manitoa, bagre, sardina, piraña y mota ruro, obtenidas de los 7 puntos de la cuenca del río Morona, no se encuentran dentro de los Límites Máximos Permisibles para Cadmio[850];

- Sobre la identificación de exceso en mercurio: la muestra de la especie piraña, no se encuentran dentro de los Límites Máximos Permisibles para mercurio[851];

- Sobre la toma de muestra testigo: las muestras tomadas en el punto 1 y 2, corresponden a manitoa y bagre (muestras testigo), que se tomaron en lugares distantes a la zona de impacto del derrame ocurrido en Morona, y estás contienen niveles altos para los indicadores de cadmio.

1095. No obstante, lo indicado por el SANIPES en su muestra testigo, cabe señalar que el manitoa y bagre no son especies adecuadas para usarlas como especies testigo, ello en razón de que la especie Manitoa (Brachyptalystoma vaillantii) posee un patrón migratorio de grandes distancias (+ 1000 km), Bagre (Pimelodus spp.) posee un patrón migratorio de medianas distancias (100 - 1000 km) y una muestra testigo debe de poseer un patrón migratorio corto[852].

1096. Por lo tanto, el resultado analítico obtenido por la muestra testigo no desvirtúa ni contradice en análisis de causalidad entre el exceso de metales pesados en peces producto del derrame de hidrocarburos.

b.9 Hechos verificados por el Ministerio de Cultura

1097. El Ministerio de Cultura, mediante Oficio N° 000169-2016/VMI/MC del 15 de abril de 2016, remite el Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC, del 5 de abril de 2016, denominado Informe sobre el derrame de petróleo del ONP en el río Morona, provincia Datem del Marañón, Región Loreto.

1098. El mencionado informe señala que, en relación a la afectación territorial, las comunidades afectadas directamente han sido: Mayuriaga y Tierra Blanca. La CC.NN. Mayuriaga se beneficia de peces, agua para el consumo de animales y como fuente de agua para consumo humano. La comunidad Tierra Blanca, registraba actividad turística para el avistamiento de aves, la cual ha sido truncada desde el derrame.

1041. Aunado a todo ello, respecto a la provisión de alimentos, todas las comunidades reconocen haber recibidos vivires y agua por parte de Petroperú; no obstante, la población se encuentra acostumbrada a consumir pescado todos los días y este

---

849 Páginas 5 a la 19 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 364-2016-SANIPES/DSNPA", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

850 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Cd}= 0.05 mg/kg)

851 Según el Manual de Indicadores o Criterios Microbiológicos de Seguridad Alimentaria e Higiene para Alimentos y Piensos de Origen Pesquero y Acuícola (LMP_{Hg}= 0.05 mg/kg)

852 Por eso se recomienda a las especies locales de los géneros *Hoplias, Salminus, Pterygoplichthys, Chaetostoma, Ancistrus*, Tambien se debe considerar que tengan hábitos alimenticios carnívoros, omnívoros o carroñeros.

alimento representa la principal fuente de proteínas, actividad que ha tenido que ser suspendida por la contaminación en peces que ha generado el derrame de petróleo generado en Morona[853].

1099. En relación a la provisión de agua, todos los pueblos usan el agua del río diariamente en muchas de sus actividades como bañarse, lavar, jugar, etc., a pesar de la restricción de uso que tiene el río Morona. El uso de agua está relacionado especialmente con las labores que realizan las mujeres, por eso son las más perjudicadas cuando tienen que usar el agua de otra fuente, teniendo que caminar tramos más largos y cargando mayores cantidades de agua. Se identificaron los envases para almacenar agua repartidos por INDECI, según la información recogida, por la capacidad y cantidad de los mismos, no resultan suficientes para cubrir las necesidades de toda una familia.

1100. En relación a las actividades productivas, en la cuenca del Morona, las comunidades desarrollan la agricultura y la pesca como actividades principales y como actividades segundarias la caza y la crianza de animales menores. La pesca, ha sido la actividad más afectada por el derrame, la costumbre arraigada de consumir pescado obliga a los pobladores a trasladarse distancias más largas en busca de cochas aptas para la pesca, así como invertir más recursos, y en las ocasiones que han pescado en el río Morona, han obtenido pescado con un "sabor a petróleo" y no pueden consumir la preparación, todo esto restringiendo a pocas familias el desarrollo de esta actividad y por ende el acceso a esta importante fuente de ingesta de proteínas.

1101. Asimismo, la caza ha disminuido entre otros factores por la ausencia de hombres, toda vez que la mayoría está trabajando en la limpieza de petróleo, y ello provocó la escasez de carne de monte y el incremento de su precio. La crianza de animales, por su característica de ser una actividad de mediano plazo, se empleaba como fondo económico; no obstante, posterior al derrame de Morona, las familias han tenido que consumir sus animales, para mantener su ingesta de proteína, por lo que la disminución de sus aves les genera preocupación.

1102. En relación al costo de vida, se aprecia en las comunidades el incremento de los precios de los productos para el consumo, entre otros motivos, el aumento del ingreso económico de los trabajadores encargados de la remediación, encarece la oferta de productos, perjudicando a las familias que no cuentan con varones en edad adapta para la recolección de petróleo mediante contratación legal, como es el caso de madres solteras, viudas y personas mayores[854].

1103. Las comunidades se han visto afectadas en uno de sus principales medios de subsistencia: la pesca (boquichico, carachama, bagre, lisa, entre otros). Los ríos y quebradas afectados por el derrame han contaminado la flora y fauna de los cauces[855]; siendo la pesca uno de los principales medios de consumo de las comunidades nativas[856].

1104. La economía está basada principalmente en la agricultura a pequeña escala, siendo la actividad agrícola básicamente para el consumo familiar[857].

---

853 Página 23 del documento digitalizado denominado "Informe N° 000003-2016-XSR-DIN-DGCI-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

854 Página 19 del documento digitalizado denominado "Informe N° 000003-2016-XSR-DIN-DGCI-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

855 Página 11 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

856 Página 13 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

857 Página 9 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1105. De lo descrito, se tiene que los márgenes de los cuerpos de agua en donde se detectaron hidrocarburos son utilizados por sus recursos hidrobiológicos, donde las comunidades obtienen su principal alimento proteico (peces); así también las aguas y suelos de las riberas de estos ecosistemas son utilizados para el desarrollo de la actividad agrícola con fines comerciales y de autoconsumo, además del desarrollo de actividades pecuarias.

1106. Se realizan prácticas productivas agrícolas y pecuarias (agricultura y crianza pecuaria con bebedero en curso de agua afectado[858] y alimentación de pastos)[859]; el petróleo crudo ha alcanzado áreas agrícolas afectando a cultivos de plátano, cacao, entre otros, siendo algunos de éstos de autoconsumo[860], ante lo cual de presentarse trazas de crudo en estos cultivos los pobladores quedan expuestos al contacto de este suelo con hidrocarburos.

c. Análisis de daño real a la salud

1107. En el presente apartado se analizará la ocurrencia del daño a la vida o salud de las personas, como consecuencia de las infracciones acreditadas en el presente procedimiento administrativo sancionador[861]. Al respecto, cabe indicar que el daño real es la lesión, detrimento, pérdida, impacto negativo, perjuicio, menoscabo, alteración, afectación o daño concreto al bien jurídico protegido.

1108. A su vez, en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, se señala que el daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas supone que la afectación sea objetiva, individualizada y debidamente acreditada.

1109. De esa manera, para determinar la ocurrencia del daño real a la vida o la salud en los términos de la Ley N° 30230 y de la imputación en el presente procedimiento administrativo sancionador, se deberá evaluar si las poblaciones próximas a la quebrada Cashacaño, y ríos Morona por los que discurrió el petróleo crudo proveniente del derrame en Morona fue afectada en su vida o salud como consecuencia del derrame de petróleo.

c.1 Componentes de la salud

1110. Un daño a la salud puede generarse a través de sus distintos componentes, los cuales se ven reflejados en bienestar físico, mental y social. Por ello, para determinar la ocurrencia del daño real a la vida o salud, en el presente caso se analizará si existe una afectación objetiva, individualizada, debidamente acreditada y ocasionada por el derrame en Morona (daño real) a la salud, en sus componentes físicos, mentales, sociales y espirituales.

c.2 Análisis del daño real a la salud en su componente bienestar físico

1111. De acuerdo con la información proporcionada por la Oficina Descentralizada de Loreto que recogió las declaraciones de las afecciones a la salud, por parte de pobladores de las comunidades afectadas. Asimismo, con las imágenes proporcionadas por la Dirección de Supervisión acerca de irritaciones en la piel, y en base de los

---

858 Página 13 del documento digitalizado denominado "Informe 049-2016-MINAGRI", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

859 Página 227 del documento digitalizado denominado "Informe N°135-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

860 Página 13 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

861 **Ley N° 26842, Ley General de Salud**

Título Preliminar
I. *La salud es condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo*

diagnósticos de salud provistos por la Red de Salud del Dátem de Marañón en los cuales se identifica la sintomatología asociada a la intoxicación por hidrocarburos, en la cual se aprecia la participación de 5 (cinco) menores de edad.

1112. En consecuencia, se concluye que existen elementos de juicio suficientes que acreditan la existencia de daños reales a la salud de las personas, en su mayoría menores de edad, en el componente bienestar físico ocasionado por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el distrito de Morona.

1113. Por todo lo expuesto, en el presente PAS se evidencia la generación del daño real a salud de las personas en su componente físico, al presentarse 6 personas (entre hombre, mujeres y niños) que presentaron síntomas de intoxicación aguda producto del contacto directo del hidrocarburo proveniente del derrame en Morona.

c.3 Análisis de daño real a la salud en su componente bienestar social

1114. El derrame de petróleo crudo sobre la quebrada de Cashacaño y el río Morona, conforme a lo señalado por la DIRESA Loreto y por la Dirección de Supervisión de OEFA, provocó la presencia de TPH en la quebrada de Cashacaño, aunado a ello el Ministerio de Salud que declaró emergencia sanitaria sobre la calidad de agua para consumo humano para los distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Pastaza, y Cahuapana.

1115. Asimismo, el GORE Loreto como respuesta a la contaminación de las aguas, implementó el plan de acción "Mi Agua", para abastecer de agua potable para consumo humano a las comunidades afectadas, con ello se produce un cambio de la forma, cantidad y disposición del aprovisionamiento de agua tradicional.

1116. Así también, es preciso mencionar que los impactos generados en el agua y suelo afectaron las actividades que realiza la población que vive en zona de influencia donde se produjo el derrame, toda vez que la presencia de hidrocarburo en el agua restringe las actividades de la población relacionadas a este recurso (consumo directo, pesca, baño, lavado de ropa, entre otros).

1117. Asimismo, los hidrocarburos en el suelo pueden ser removidos por el agua de lluvia y transportados a las quebradas y ríos de la zona, limitando la disponibilidad de este recurso para las actividades cotidianas de la población de la zona de influencia del derrame.

1118. Por otro lado, se ha identificado el uso de agua de estos ecosistemas naturales para realizar actividades domésticas como el lavado de ropa y actividades recreacionales, por ello es importante la preservación de la calidad de los mencionados cuerpos de agua naturales porque interactúan directamente con las comunidades nativas.

1119. En ese sentido, los efectos negativos que tienen los derrames de hidrocarburos sobre la salud de los miembros de las comunidades que se desarrollan en las áreas afectadas no solo se presenta por el contacto directo con los hidrocarburos, sino además por la afectación de los componentes ambientales agua y suelo, resultan fundamentales para el sostenimiento de la población.

1120. En virtud a lo expuesto, se observa que el derrame contaminó el suelo y las fuentes de agua de las zonas de influencia donde viven diversas comunidades. El hidrocarburo derramado se deslizó por las quebradas y ríos de dicha zona. Este deslizamiento afectó las fuentes de alimentos y agua de la población que vivían en la zona de influencia de los derrames. Esta población se encontró expuesta negativamente en su salud, en la medida que sus fuentes de alimentos y agua se

encontraban impactadas con hidrocarburo, lo cual restringió el libre desarrollo de sus actividades cotidianas.

1121. Conforme a lo señalado por SANIPES, se evidencia la contaminación de diferentes especies de peces debido al derrame de petróleo crudo. Aunado a ello el Ministerio de Cultura, señaló que esto ha generado un impacto negativo en la dieta de la población afectada, la cual se encontraba acostumbrada a consumir pescado de manera diaria y este alimento representa su principal fuente de proteínas.

1122. En virtud a lo anterior es que se puede afirmar que el derecho a la salud de la población de las zonas de influencia de los derrames se encontró expuesta e impactada negativamente; generándose un daño real y objetivo a su salud, toda vez que la salud es un estado de completo bienestar físico y social[862].

1123. Por lo tanto, dichas comunidades tuvieron que realizar cambios en sus costumbres tradicionales al verse forzados a modificar su fuente de abastecimiento de agua, y a racionar la cantidad de agua empleada en sus actividades, exponiéndolos a un escenario de no tradicional.

1124. Por todo lo expuesto, en el presente PAS se evidencia la generación del daño real a salud de las personas en su componente social, al haber afectado a las comunidades de la provincia Dátem del Marañón.

1125. Por lo tanto, dichas comunidades tuvieron que realizar cambios en sus costumbres tradicionales al verse forzados a modificar su fuente de abastecimiento de agua, y a racionar la cantidad de agua empleada en sus actividades. Asimismo, variar su alimentación y principales actividades económicas, exponiéndolos a un escenario de no tradicional.

c.4 Análisis de daño real a la salud en su componente bienestar mental

1126. De acuerdo al "Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental KM 206+035 del Oleoducto Ramla Norte", el derrame de Morona tuvo un impacto respecto a las prácticas tradicionales de subsistencia de las comunidades del área afectada. De esta manera, las actividades como caza, recolección y agricultura se vieron afectadas, lo cual tuvo un impacto en las comunidades afectadas[863].

1127. De los hechos descritos párrafos precedentes se advierte que los pobladores del área afectada fueron sometidos a situaciones que escapan de las actividades cotidianas, dado que fueron impedidos de realizar sus labores domésticas de subsistencia diaria. Este hecho generó una situación de deficiente bienestar mental, toda vez que dichos pobladores experimentan estrés e incertidumbre frente a situaciones que les dificulta sobrellevar problemas cotidianos.

1128. Sobre el particular, como se indica en el "Informe Final del Plan de Acción km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", desde el inicio de las acciones de limpieza de las áreas impactadas por el derrame de Morona, la contingencia ha ocasionado diversos conflictos sociales que ha impactado en las comunidades de Morona[864]. Este hecho se agrava si se tiene en cuenta que, a consecuencia del derrame de Morona, los

---

862 Organización Mundial de la Salud, Preguntas frecuente, ¿Cómo define la OMS la salud?
Disponible en: http://www.who.int/suggestions/faq/es/
[Última Consulta: 17 de noviembre de 2017]

863 Página 22 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental KM 206+035 del Oleoducto Ramla Norte", presentado con Carta N° JCGO-303-2019, ingresada mediante Registro N° 2019-E17-054970.

864 Página 18 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción y Remedación de la contingencia ambiental KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta N° JCGO-303-2019, ingresado mediante Registro N° 2019-E17-054970.

mismos pobladores afectados fueron limitados en su acceso a agua y a recursos hidrobiológicos[865], debido a la declaratoria de emergencia realizada por las autoridades locales. Sobre el particular, el Ministerio de Cultura ha indicado lo siguiente, respecto a la afectación del derrame de Morona en el estilo de vida de las comunidades afectadas[866]:

> *"La prohibición de usar el agua del río Morona afecta la vida de las personas acostumbradas a lavar, bañarse y consumir agua de este río.*
> *(...)*
> *Es importante resaltar, que solo las comunidades de mayor población: Puerto Alegría y Puerto América cuentan con energía eléctrica, proporcionada por la municipalidad en horarios que oscilan entre las 6:00 p.m. y las 11:00 p.m. Y que estas dos comunidades son los centros de referencia para la atención en salud y educación secundaria de las demás comunidades".*

1129. De acuerdo a lo expuesto, tanto por la DIGESA y el Ministerio de Cultura, se evidencia que el derrame de Morona provocó un impacto considerable respecto al normal desarrollo de la vida de las comunidades de las áreas afectadas. En consecuencia, se ha verificado la existencia de un daño real al bienestar de estas comunidades, al haberlas colocado en una situación de incertidumbre e inseguridad respecto a sus medios de subsistencia cotidianos, mediante la contaminación de las fuentes de agua y recursos hidrobiológicos.

d. Análisis de descargos

d.1 Sobre que daño a la flora es localizado, temporal y reversible

1130. Petroperú afirma que el daño real a la flora descrito en la RSD de Variación y el IFI no constituye un detrimento o pérdida a nivel poblacional ni estructural en la flora, sino que constituye una modificación temporal de las especies involucradas. En ese sentido, considerando la definición de afectación, se trata de un daño localizado, temporal y reversible.

1131. Sobre el particular, cabe señalar que el bien jurídico protegido flora posee una existencia condicionada a la interrelación equilibrada de los componentes abióticos, bióticos y de los ecosistemas del ambiente. Sobre la base de este concepto, como ya se ha señalado previamente en esta resolución, constituye daño real a la flora la pérdida de individuos de especies vegetales, ocasionada por los efectos negativos del derrame y la migración del petróleo crudo.

1132. Sin perjuicio de lo anterior, contrariamente a lo señalado por el administrado, se debe indicar que el daño real a la flora acreditado no es localizado, ni reversible, ni temporal, como se explica a continuación:

<u>El daño no es localizado</u>

1133. Respecto a este punto, como ha señalado el propio administrado, Petroperú removió gran cantidad de vegetación durante las acciones de remediación, disminuyendo así el volumen de biomasa. Este hecho generó la pérdida de la estructura del bosque primario y también de individuos de las especies del área afectada por el derrame de Morona, como se encuentra acreditado en la documentación remitida por SERFOR[867].

---

865 Disponen medidas de seguridad en los departamentos de Amazonas y Loreto, mediante Resolución Directoral N° 020-2016/DIGESA/SA, publicado en el diario oficial "El Peruano" el 17 de febrero de 2016.

866 Página 9 del documento digitalizado denominado "Informe N° 000003-2016-XSR-DIN-DGCI-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

867 Fotografías 22, 25 y 25, contenidas en las páginas 93 y 94 del documento digitalizado denominado "Informe SERFOR", contenido en el disco compacto que obra en el 2954 del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS. Cabe señalar que dicha información fue ingresada al OEFA mediante Registro N° 2016-E01-0

1134. En ese sentido, se ha verificado un daño real a la flora, el cual posee una naturaleza estructural y no solo localizado, como ha indicado Petroperú en su escrito de descargos a la variación; toda vez que los individuos retirados constituyen una pérdida contaminado a otros individuos de áreas cercanas a la zona donde se produjo el derrame de Morona.

1135. Cabe mencionar que el propio administrado ha señalado que el área final de la cual retiró vegetación alcanzó una extensión de 1'264,032 m^2 y una longitud de 27,077 m de la quebrada Cashacaño[868], hecho que refleja la gravedad del daño generado a la flora, a consecuencia de la falta de acciones de control y mitigación suficientes para controlar el derrame de Morona.

El daño no es reversible

1136. Previamente, se debe indicar que, dentro de un ecosistema –que es un sistema complejo de relaciones interespecíficas e intraespecíficas entre sus componentes– no se pueden analizar los componentes de manera individualizada, pues esto impide que se identifiquen todos los impactos generados por un derrame, porque se deja de lado variables como la intensidad de la afectación, el momento en el que se manifiesta, la relación causa – efecto, la interrelación de acciones y/o efectos, o la necesidad de aplicación de medidas correctoras[869].

1137. En el presente caso, se observa la pérdida de toda la cobertura vegetal que ha tenido contacto con hidrocarburos a consecuencia del derrame de Morona. Esta pérdida constituye dos tipos de afectaciones: por un lado, la pérdida de especies individuales, y por otro lado, la afectación al suelo, que es el medio que contiene y brinda soporte a las especies individuales, constituyendo una fuente de daño potencial[870].

1138. En consecuencia, la afectación producida no es reversible, en la remoción de individuos vegetales realizada por Petroperú provocó una disminución de la población vegetal de las áreas afectadas por el derrame de Morona. Asimismo, el retiro de la capa orgánica del suelo, la cual contenía nutrientes, semillas y microorganismos que favorecían la recuperación de niveles de cobertura vegetal, la cual no se alcanzará hasta después de cuatro años[871]. Este hecho constituye una alteración del ciclo natural, de manera que, aun cuando la regeneración señalada por Petroperú se realice, el área afectada no tendrá las mismas características originarias.

El daño no es temporal (que dura relativamente poco tiempo)

1139. Respecto a la temporalidad de la afectación, se debe señalar que en un ecosistema de bosques existen variables lentas –conformadas por árboles– y variables rápidas –conformadas por arbustos y hierbas–, donde las variables rápidas son las primeras en reaccionar frente a una perturbación, mientras que las variables lentas indican si un ecosistema va a poder superar esta perturbación por medio de la resiliencia o va a tener que liberarse por acción humana[872].

---

868 Página 6 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

869 Conesa, V. "Guía Metodológica para Evaluación del Impacto Ambiental". Cuarta edición. Madrid: Mundi-prensa, 2010, pp. 80, 89 y 96.

870 Conesa, V. "Guía Metodológica para Evaluación del Impacto Ambiental". Cuarta edición. Madrid: Mundi-prensa, 2010, pp. 80, 89 y 96.

871 Tormo, J., Bochet, E., y García-Fayos, P. "Restauración y revegetación de taludes de carreteras en ambientes mediterráneos semiáridos: procesos edáficos determinantes para el éxito". En: Revista Ecosistemas 18. España, 2009, pp. 79-90.
Consultado en: https://www.revistaecosistemas.net/index.php/ecosistemas/article/download/62/59.

872 Castillo, L. y David Velásquez. "Sistemas complejos adaptativos, sistemas socioecológicos y resiliencia". En: Revista Quivera, Año 17, 2015-2. México, 2015, pp. 14-19.
Consultado en: https://quivera.uaemex.mx/article/view/9811/8089.

1140. En ese sentido, el administrado afirma que, luego de concluidas las actividades de remediación, las áreas afectadas por el derrame de Morona ya se han recuperado completamente. Sin embargo, no ha presentado ningún medio probatorio que acredite que las áreas en las que realizó el desbroce para las actividades de limpieza que llevó a cabo han vuelto a recuperarse.

1141. En consecuencia, de acuerdo al análisis expuesto, se concluye que se ha producido un daño real a la flora a consecuencia del derrame de Morona. Sobre este daño, el administrado no ha acreditado que se trate una afectación localizada, reversible o temporal, por lo que corresponde desestimar sus argumentos en este extremo.

d.2 Sobre que el daño a la fauna detectado no se ha presentado a nivel poblacional

1142. Mediante su escrito de descargos a la variación, Petroperú señala que la movilidad de los peces de los ríos de las áreas impactadas por el derrame de Morona les permite trasladarse a otras ubicaciones cuando se presentan modificaciones a las condiciones de su hábitat. En ese sentido, señala que las evidencias mostradas solo acreditan daños a nivel de individuos de ciertas especies y que no se ha acreditado la existencia de daño a nivel poblacional.

1143. Sobre el particular, respecto a la fauna terrestre, durante el muestreo de fauna realizado por la Dirección de Evaluación se hizo el recorrido de dos transectos en la zona afectada y dos transectos en la zona sin afectación, de los cuales se obtuvo el registro de dos especies de reptiles (Kentropyx altamazonica "lagartija" e Imantodes sp. "culebrita") cubiertos de petróleo crudo[873].

1144. Sobre el particular, respecto a los peces afectados, se debe indicar que la especie de bagre que habita en las áreas afectadas por el derrame de petróleo de Morona migra por tres motivos: (i) por búsqueda de fuentes de alimentación, (ii) migraciones reproductivas o (iii) migración dispersa[874]. En ese sentido, la especie afectada por el derrame de Morona no presenta la característica señalada por Petroperú; es decir, no realiza migración frente a supuestos de contaminación de su hábitat.

1145. Sin perjuicio de lo anterior, en el supuesto negado de que la tesis del administrado se admitiera como cierta, la migración de la especie bagre frente al derrame de Morona se realizaría de manera forzada, pues se especie se desplazaría obligada, debido a que el petróleo crudo ha perjudicado la calidad de su hábitat, dejándola sin alimento y alterando la cadena trófica de la que forma parte[875].

1146. Al respecto, la tipificación referida al daño real a la fauna y a la flora no exige que la afectación alcance determinada cantidad o magnitud, por lo que no es indispensable acreditar un daño a escala poblacional respecto a una especie para que exista daño real, sino que basta únicamente acreditar una afectación real, la cual puede ser individual. En consecuencia, al haberse verificado la afectación a individuos de peces por hidrocarburos, ha quedado acreditada la existencia de daño real a la fauna.

1147. Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en cuenta que algunos géneros de bagre, se transportan de manera solitaria, debido a su naturaleza[876], por lo que la muerte de

---

873 Páginas 158 del documento digitalizado denominado "Informe N°153-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

874 Ministerio del Ambiente. "Peces de Consumo de la Amazonía Peruana". Iquitos, 2018, pp. 109.
Consultado en: http://repositorio.iiap.org.pe/bitstream/IIAP/368/1/Garcia_libro_2018.pdf.

875 Mancera, N. y Álvarez, R. "Estado del conocimiento de las concentraciones de hidrocarburos y residuos organoclorados en peces dulceacuícolas de Colombia" En: Revista de la Asociación Colombiana Ictiológica N° 8. 2005: Medellín, pp. 90.

876 Ministerio del Ambiente. "Peces de Consumo de la Amazonía Peruana". Iquitos, 2018, pp. 142.
Consultado en: http://repositorio.iiap.org.pe/bitstream/IIAP/368/1/Garcia_libro_2018.pdf.

dos individuos de esta especie –como ha quedado acreditado en el presente procedimiento877– constituye por sí misma un daño real a la fauna, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

d.3 Sobre si los peces analizados muestran resultados por debajo de los límites de detección

1148. Petroperú señala que, de acuerdo al informe presentado como Anexo B del escrito de descargos a la variación, todas las muestras de peces analizadas mostraron niveles de TPH y PAH menores a los límites de detección del laboratorio.

1149. Sobre el particular, la prueba de TPH sirve para identificar la presencia de compuestos derivados del petróleo, con hidrógeno y carbono. Se trata de una mezcla de cientos de compuestos, dentro de los cuales están los PAH, asociados al cáncer y efectos nocivos; y las F1, F2 y F3878.

1150. De acuerdo con los muestreos realizados por la Dirección de Evaluacipón, las concentraciones de TPH y PAH no superaron el límite de detección del método analítico en tejido muscular e hígado de peces. Sin embargo, la presencia de concentraciones mínimas de TPH y PAH en el organismo de los peces no es una característica natural, por lo que la presencia de PAH - naftaleno en peces detectados en 6 estaciones de muestreo en la quebrada Cashacaño, río Morona y río Marañón[879], por lo que se evidencia un impacto negativo en la fauna, a consecuencia del derrame de Morona.

1151. Es por esta razón que la presencia de estos compuestos evidencia un daño potencial para los niveles tróficos superiores (peces carnívoros y humanos), pues crean un riesgo de intoxicación por ingesta.

1152. En ese sentido, la sintomatología que puede presentarse en los peces que poseen concentraciones de TPH es variado, de acuerdo con el compuesto que hayan ingerido, dado que puede variar en efectos sobre pulmones, sistema nervioso central, hígado, riñones, sistema reproductivo y daño al feto después de inhalación o ingestión de los TPH880. Los valores de concentración letales en peces (ensayo de 96 horas, CL50) de naftaleno con 0.1 – 8 ppm. Donde el mayor peligro es producir bioacumulación, mutagénesis y efectos carcinogénicos[881].

1153. Por lo tanto, aunque los valores de TPH y PAH que presentaron los peces en estudio sean bajos, estos individuos forman parte de la red trófica, constituyendo una fuente de riesgo de intoxicación a niveles superiores de cadena trófica, evidenciándose daño potencial, por lo que corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

d.4 Sobre la inexistencia de información blanco que acredite la disminución de fitoplacton

---

877 Página 16 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1448 del expediente.

878 Gonzales-, J. *et al.* "Evaluación de algunos marcadores de exposición a contaminantes en tres especies de bagres colombinos (Pices: Siluriformes)". En: Revista Biota Colombiana, Colombia, 2014, pp. 15(1): 40-51. Consultado en: http://www.redalyc.org/pdf/491/49140739003.pdf.

879 Página 20 del documento denominado "Informe de Monitoreo Ambiental de Seguimiento Agua, Suelo y Sedimentos", presentado mediante Carta N° JEDA-231-2018, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-027409.

880 Consultado en: https://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es_phs123.html

881 Orozco, C. *et al.* "Contaminación Ambiental, una visión desde la química" Burgos: Thomson, pp. 32.

1154. Mediante su escrito de descargos a la variación, Petroperú señala que no se ha brindado la información blanca (antes del derrame) que permita afirmar la disminución de la abundancia y riqueza de especies de fitoplancton a causa del derrame de Morona.

1155. Sobre el particular, contrariamente a lo señalado por el administrado, de acuerdo con la DE, si se tomó en cuenta un punto blanco para el muestreo de hidrobiología. Dicho punto se denomina MO-HB1 (237078 E, 9524328 N) y fue ubicado a 30 m aguas arriba del punto cero de la falla del oleoducto[882]. Para mayor referencia, a continuación, se muestran los puntos y la ubicación de los puntos de monitoreo de

Tabla N° 95: Ubicación de los puntos de monitoreo de las comunidades hidrobiológicas

Cuerpo de agua	Código	Coordenadas UTM (Datum WGS84) Zona 18 M		Referencia
		Este	Norte	
Cocha Cashacaño	CMO-HB1	250659	9528637	Cocha Cashacaño.
	CMO-HB2	250840	9528452	Cocha Cashacaño.
	CMO-HB3	250903	9528261	Cocha Cashacaño.
	CMO-HB4	251144	9527988	Cocha Cashacaño.
Quebrada sin nombre 1	MO-HB1	237078	9524328	Quebrada sin nombre afluente de la quebrada Cashacaño, 30m aguas arriba del punto cero.
	MO-HB3	237739	9535196	Quebrada sin nombre, afluente de la quebrada Cashacaño, a la altura del km 1+ 800.
	MO-HB4	238168	9526038	Quebrada sin nombre, afluente de la quebrada Cashacaño.
	MO-HB5	239161	9526932	Quebrada sin nombre afluente de la quebrada Cashacaño. A 1 km del campamento base.
Quebrada Cashacaño	MO-HB8	248007	9528820	Quebrada Cashacaño, a la altura del km 7,5 aproximadamente.
	MO-HB9	250310	9527799	Quebrada Cashacaño, a la altura del km 2 aproximadamente.
Quebrada sin nombre 2	MO-HB2	237488	9524699	Afluente de la quebrada sin nombre 1 (afluente de la quebrada Cashacaño). A 200 m aguas abajo del punto cero, aproximadamente.
Río Mayuriaga	MO-HB6	244061	9534695	Río Mayuriaga, aguas arriba del Centro Poblado Mayuriaga.
	MO-HB7	245177	9534464	Río Mayuriaga, aguas abajo del Centro Poblado Mayuriaga.
Río Morona	MO-HB10	251964	9526660	Río Morona, aproximadamente 200 m aguas arriba de la confluencia con quebrada Cashacaño.
	MO-HB11	252126	9525323	Río Morona, aproximadamente 200 m aguas arriba de la CN Tierra Blanca.
	MO-HB12	253260	9513794	Río Morona, aproximadamente 100 m aguas abajo de la CN Copales Unidos.
	MO-HB13	266034	9484832	Río Morona, 400 m antes de la confluencia con el rio Amaya.
	MO-HB14	265001	9484968	Río Amaya, 400 m antes de la confluencia con el rio Morona.
	MO-HB15	271101	9477596	Río Morona, 1500 m antes de la confluencia con el rio Marañón.
Río Marañón	MO-HB16	272089	9474813	Río Marañón, 500 m aguas arriba antes de la confluencia con el río Morona.

882 Página 300 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco duro compacto que obra el folio 816 del expediente.

	MO-HB17	270428	9475704	Río Marañón, 500 m aguas abajo de la confluencia con el rio Morona.

Fuente: Informe de Evaluación N° 2[883]
Elaboración: DFAI

1156. Los resultados de los puntos de monitoreo señalados en la tabla precedente se muestran a continuación:

Tabla N° 96: Total de muestras por punto de monitoreo

Estación	Fitoplancton	Zooplancton	Perifiton	Macroinvertebrados bentónicos	Peces	Peces: Metales totales	Peces: Hidrocarburos aromáticos policíclicos		Peces: Hidrocarburos totales de petróleo	
						Tejido muscular	Tejido muscular	Hígado	Tejido muscular	Hígado
CMO-HB1	1	1	NE	NE	1	2	1	NE	2	2
CMO-HB2	1	1	NE	NE	1	3	3	NE	3	2
CMO-HB3	1	1	NE	NE	1	NE	NE	NE	1	1
CMO-HB4	1	1	NE	NE	1	NE	1	NE	1	1
MO-HB1	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB2	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB3	NE	NE	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB4	NE	NE	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB5	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB6	1	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB7	1	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB8	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB9	1	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB10	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB11	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB12	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB13	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB14	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB15	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB16	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
MO-HB17	1	1	1	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE

Nota: *NE = No evaluado*
Fuente: Informe de Evaluación N° 2[884]
Elaboración: DFAI

1157. Respecto a los muestreos del fitoplancton realizados por la Dirección de Evaluación ubicados dentro de la quebrada Cashacaño se puede identificar que a partir del punto cero del derrame incrementó la composición de los microorganismos en los puntos CMO-HB2 y CMO-HB3. De los cuales, de los 4 puntos de muestreo el que tuvo menor composición fue el punto CMO-HB4.

1158. Esto se generó debido a que los phylum Bacillariophyta y Euglenozoa proliferaron su crecimiento dado que había abundancia de materia orgánica, que generaron un medio propicio para el desarrollo de su vida (caldo de cultivo)[885]. Dicho medio orgánico se originó a partir del derrame de petróleo crudo, dado que el petróleo crudo está conformado por cadenas de carbono (química orgánica) y aceites y grasas, así como

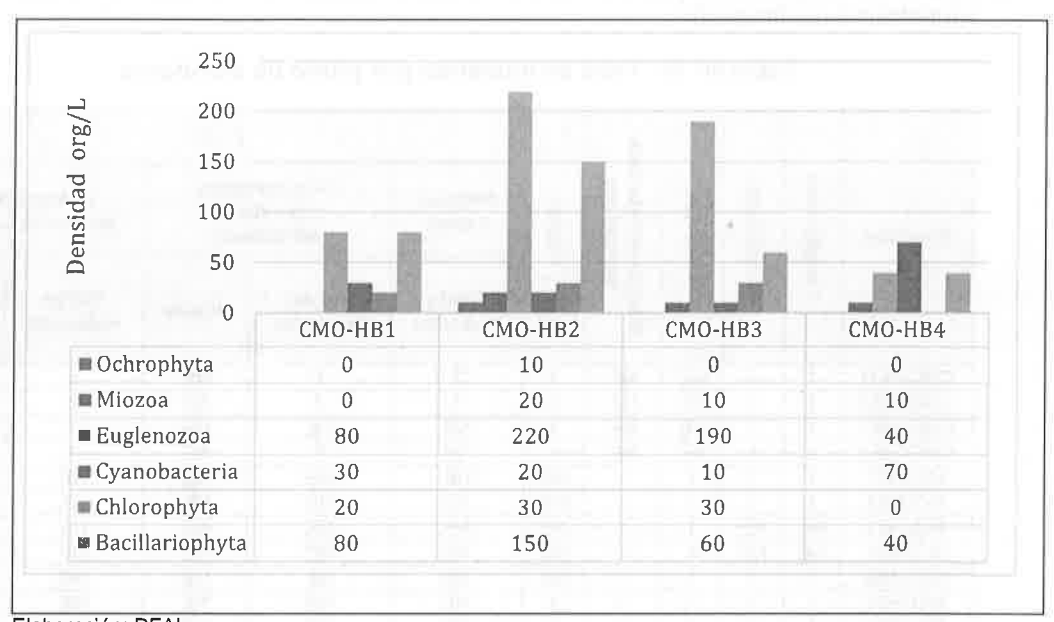
883 Página 88 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco duro compacto que obra el folio 816 del expediente.

884 Página 89 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco duro compacto que obra el folio 816 del expediente.

885 Página 89 del documento digitalizado denominado "Informe N° 153-2016-OEFA-DE-SDCA", contenido en el disco duro compacto que obra el folio 816 del expediente.

por el uso de Oclansorb[886]. Este medio hizo que los phylum crecieran de manera exponencial. En el punto CMO-HB4 se puede observar que se va restituyendo poco a poco la composición original de microorganismos de la quebrada Cashacaño.

Tabla N° 97: Abundancia del fitoplancton por phylum en la quebrada Cashacaño



	CMO-HB1	CMO-HB2	CMO-HB3	CMO-HB4
Ochrophyta	0	10	0	0
Miozoa	0	20	10	10
Euglenozoa	80	220	190	40
Cyanobacteria	30	20	10	70
Chlorophyta	20	30	30	0
Bacillariophyta	80	150	60	40

Elaboración: DFAI.

1159. Por lo tanto, se concluye que, a pesar de que después de la muestra blanco hubo crecimiento de la composición de fitoplancton, eso no quiere decir que no hubo una afectación a estos microorganismos, dado que la presencia de los phyllum Bacillariophyta y Euglenozoa tienen una estrecha relación con compuestos orgánicos (petróleo y Oclansorb), que hicieron que los demás phylum redujeran sus poblaciones dado que el medio fue más propicio para el desarrollo de Bacillariophyta y Euglenozoa.

d.5 Sobre el daño real a la vida y a la salud humana

1160. Petroperú señala que, si bien la RSD de variación describe las posibles enfermedades y síntomas causados por los compuestos del petróleo crudo, no se indica el número de personas afectadas que presentan dicha sintomatología. Por tanto, el administrado afirma que no hay una identificación de la afectación concreta que permita determinar la existencia de daño a la salud humana.

1161. Al respecto, como se ha señalado previamente en el presente Resolución Directoral, para que se configure el daño real, debe acreditarse una afectación cualitativa a la vida y a la salud humana, la cual puede ser individual, dado que nuestra norma no ha establecido un criterio de distinción más que el mero menoscabo para que se configure daño por influjo ambiental[887].

---

886 El Oclansorb, de acuerdo a Petroperú es un material particulado absorbente a base de musgo con características oleofílicas e hidrofóbicas que se utilizó para recuperar el hidrocarburo de la zona.

887 **Ley N° 28611, Ley General del Ambiente**
"Artículo 142.- De la responsabilidad por daños ambientales
142.1 Aquél que mediante el uso o aprovechamiento de un bien o en el ejercicio de una actividad pueda producir un daño al ambiente, a la calidad de vida de las personas, a la salud humana o al patrimonio, está obligado a asumir los costos que se deriven de las medidas de prevención y mitigación de daño, así como los relativos a la vigilancia y monitoreo de la actividad y de las medidas de prevención y mitigación adoptadas.
142.2 Se denomina daño ambiental a todo menoscabo material que sufre el ambiente y/o alguno de sus componentes, que puede ser causado contraviniendo o no disposición jurídica, y que genera efectos negativos actuales o potenciales".

1162. En el presente caso, de acuerdo al Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073, el derrame de Morona afectó a un total de seiscientas sesenta y ocho (668) familias de las comunidades de Mayuriaga, Tierra Blanca, Puerto Alegría, Santa Rosa del Morona, Copales Unidos, Paña Poza, Yamakay, Bancal, Nov. Paragua, Paragua Viejo, Nov. Milagro, Dos Hermanos, Puerto Libre y Puerto América888. En ese sentido, se ha acreditado una afectación a la calidad de vida de las personas, pues, como se indica en dicho documento, el petróleo asentado en el río Morona rebalsó, afectando a quince (15) comunidades nativas, incluyendo cultivos[889].

1163. En consecuencia, contrariamente a lo señalado por el administrado, si existe una identificación de la afectación a la vida y a la salud causada por el derrame de Morona, el cual asciende a seiscientas sesenta y ocho (668) familias, provenientes de quince (15) comunidades nativas. Asimismo, como se indica en el Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073, si existen evidencias de una afectación concreta a la vida y a la salud a las familias de las comunidades mencionadas en el párrafo precedente.

1164. Asimismo, sobre la base de la información proporcionada por las Direcciones de Evaluación y Supervisión, el SERNANP y la Carta Nacional, se ha elaborado los mapas de exposición de las comunidades en los derrames de Morona, donde se observa las áreas afectadas por el derrame de Morona[890]. En ese sentido, además de la afectación concreta a las familias referidas, se observa también la existencia de daño potencial a la vida y a la salud humana en Morona, en la medida que hay una exposición de los miembros de dichas comunidades a una sustancia tóxica petróleo crudo.

1165. Por lo tanto, habiéndose verificado que, si se ha acreditado el grado de afectación a la vida y a la salud ocasionada por el derrame de Morona, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

d.6 Sobre la ERSA elaborada por ERM para Morona

1166. Mediante el escrito de descargos a la variación, Petroperú señala que la ERSA elaborada por ERM concluyó que no se detectaron riesgos inaceptables a la salud o al ambiente en el área de interés que hayan sido producidos por el derrame de Morona.

1167. Sobre el particular, se debe indicar que las ERSA involucran metodológicamente distintos tipos de información y hacen necesaria la participación de profesionales de distintas áreas de las ciencias y humanidades (geólogos, médicos, químicos, biólogos, toxicólogos e ingenieros) con la finalidad de entender y predecir la relación entre el contaminante, las rutas de exposición y los efectos toxicológicos observados o potenciales.

1168. Para el caso concreto del derrame de Morona, las conclusiones de la ERSA elaborada por ERM se emitieron luego de las actividades de limpieza realizadas de Petroperú, por lo que el riesgo potencial estimado en dicha ERSA no es representativo respecto

---

888 Página 9 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1448 del expediente.

889 Página 9 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1448 del expediente.
Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073
"*…al regresar nos encontramos con fuertes lluvias que han hecho rebalsar los restos de petróleo que se encontraban asentados en las profundiades del rio Morona llegando a observar salida de petróleo hacia el rio Marañón que en su trayecto afectaron algunos cultivos que se encontraban en restingas bajas y también contaminando sus aguas de 15 comunidades nativa como, Mayuriaga 18 familias, Tierra Blanca 8 familias, Puerto Alegria 200 familias, Yamakay 16 familias, Santa Rosa del Morona 12 familias, Copales Unidos 06 familias, Paña Poza 08 familias, Yamakay 16 familias, Bancal 12 familias, Nov. Paragua 10 familias, Paragua Viejo 08 familias, Nov. Milagro 06 familias, Dos Hermanos 08 familias, Puerto Libre 06 familias y Puerto América en la boca del rio Morona con 250 familias (668 familias) y la afectación de recursos hidrobiológicos como se observa en la foto (09)*".

890 Anexos 6 y 7 del presente Resolución Directoral.

a las condiciones a las que se expuso a las comunidades nativas del área afectada, a consecuencia del derrame de Morona. En consecuencia, dicha ERSA no acredita que no se haya configurado riesgo ambiental a consecuencia del derrame de Morona.

1169. No obstante, del análisis de dicha ERSA no se observa la elaboración de los siguientes apartados: evaluación de la toxicidad, evaluación de la exposición, caracterización del riesgo ecológico y del riesgo para recursos naturales abióticos, así como los modelos conceptuales y el análisis de incertidumbres[891], tal como lo indica la Guía para la Elaboración de ERSA en Sitios Contaminados[892], en el marco del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM893, mediante el cual se aprobaron los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo.

1170. En consecuencia, contrariamente a lo manifestado por el administrado, la ERSA elaborada por ERM no acredita la inexistencia de riesgos para la salud a consecuencia del derrame de Morona, toda vez que dicho estudio no contiene los aspectos señalados en la Guía para Elaboración de ERSA, por lo que corresponde desestimar el argumento del administrado en este extremo.

d.7 Respecto de si la intoxicación producida por la exposición al petróleo crudo derramado no fue crónica

1171. Petroperú señala que la Oficina Desconcentrada de Loreto del OEFA recabó declaraciones de pobladores que manifestaron síntomas como irritación a nivel cutáneo y molestias gastrointestinales. Señala que esta situación configura un cuadro de intoxicación aguda y que, si bien existe la posibilidad de exposición al petróleo crudo para la población, no existe daño real a la salud humana porque estos efectos son transitorios.

1172. Al respecto, se debe indicar que la existencia de una exposición crónica de consecuencias permanentes no es condición *sinne qua non* para que exista daño a la salud humana. Esto se debe a que una exposición aguda provoca un menoscabo a las condiciones de salud (daño a la salud), el cual, aun cuando pueda ser transitorio, constituye una afectación que califica como daño por influjo ambiental.

1173. Para el caso concreto, mediante el Oficio N° 001-2016-CSPA-EPIDEMIOLOGIA-MRM-RSDM-GRL894, se remite el informe de la actividad de investigación epidemiológica "Daño Ocasionado por la Rotura del Oleoducto de la Empresa Petroperú en la Jurisdicción del Puesto de Salud Puerto Alegría y Puerto América" por parte de la Micro Red de Salud Morona, la cual pertenece a la Red de Salud de Datem del Marañón. De acuerdo a dicho informe, la atención de seis pacientes que fueron encontrados en la zona del derrame realizando actividades de retiro de hidrocarburos,

---

891 **Resolución Ministerial N° 034-2015-MINAM, que aprueba la Guía para la Elaboración de Estudios de Evaluación de Riesgos a la Salud y el Ambiente.**

"*9. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRES*
(...)
El análisis de incertidumbres es un elemento crucial que precede siempre a las conclusiones del análisis de riesgos". (Resaltado agregado)

892 **Resolución Ministerial N° 034-2015-MINAM, que aprueba la Guía para la Elaboración de Estudios de Evaluación de Riesgos a la Salud y el Ambiente.**

"***Artículo 1.-*** *Aprobar la* Guía para la Elaboración de Estudios de Evaluación de Riesgos a la Salud y el Ambiente, que como anexo forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial".

893 **Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, que aprueban Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo.**

"DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES
Segunda. - *El Ministerio del Ambiente aprobará la Guía para la Elaboración de Estudios de Evaluación de Riesgos a la Salud y el Ambiente, en un plazo no mayor de seis (06) meses, contados a partir de la vigencia del presente Decreto Supremo, sin perjuicio del cumplimiento de los Planes de Descontaminación de Suelos aprobados*".

894 Folios 2870 a 2881 del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

con un rango de edad de 3 a 56 años, presentaron diagnósticos de prurito, cefalea y alergia.

1174. Por otro lado, conforme indica el especialista médico que emite su opinión en el escrito de descargos al inicio, el derrame de Morona configura una exposición aguda que generó un daño a la salud de las personas, toda vez que se ha evidenciado sintomatología característica de la exposición a hidrocarburos[895].

1175. En ese sentido, la sintomatología presentada por los pobladores de las zonas afectadas por el derrame de Morona muestra los síntomas clínicos característicos de la exposición aguda al petróleo, lo que permite generar la certeza técnica para afirmar la existencia de una exposición aguda al petróleo crudo, la cual provocó un menoscabo a la salud (daño a la salud) de los pobladores de las comunidades nativas afectadas.

d.8 Sobre los diagnósticos médicos

1176. De acuerdo al escrito de descargos al inicio, Petroperú señala que, de acuerdo al artículo 24° de la Ley N° 26842, Ley General de Salud (en adelante, LGS)[896], toda actividad relacionada a la atención de pacientes, prescripción de medicamentos o cualquier diagnóstico constituyen actos del ejercicio profesional de la medicina y están sujetos a la vigilancia de los Colegios Profesionales correspondientes. En ese mismo sentido, de acuerdo al artículo 5° del Reglamento de la Ley de Trabajo Médico, aprobado mediante Decreto Supremo N° 024-2001-SA (en adelante, RLTM)[897], toda actividad de diagnóstico es de exclusivo ejercicio de profesionales médicos.

1177. En consecuencia, el administrado afirma que el uso de toda información sobre el estado de la salud de las personas afectadas por los derrames de Imaza y Morona que no hayan sido expedidos por un profesional de la salud contraviene lo dispuesto en el artículo 24° de la LGS y en el artículo 5° del RLTM.

1178. Por otro lado, Petroperú señala que la utilización de los medios probatorios presentados por OEFA para sustentar la existencia de daño real –tales como videos, testimonios, fotografías, entre otras– son contrarios a la legalidad, pues dicha documentación es información de soporte para diagnósticos médicos, mas no permite diagnosticar un estado de salud, conforme a ley.

1179. Sobre el particular, se debe indicar, en primer lugar, que toda la documentación relacionada a salud física utilizada en la valoración del presente procedimiento está respaldada por las autoridades competentes en la materia. En ese sentido, los diagnósticos médicos y toda la información relacionada a la evaluación del estado de salud física que han sido evaluados en el presente procedimiento han sido emitidas por las direcciones de salud de competencia nacional y regional, así como los establecimientos de salud locales, los cuales cuentan con personal capacitado para la atención médica.

1180. Sin perjuicio de ello, como ya se ha indicado anteriormente en el numeral X del presente Resolución, la salud se concibe como un estado completo que abarca el

---

895 Anexo 1.C del escrito de descargos al inicio.

896 **Ley N° 26842, Ley General de Salud**
"***Artículo 24.-*** *La expedición de recetas, certificados e informes directamente relacionados con la atención de pacientes, la ejecución de intervenciones quirúrgicas, la prescripción o experimentación de drogas, medicamentos o cualquier producto, sustancia o agente destinado al diagnóstico, prevención o tratamiento de enfermedades, se reputan actos del ejercicio profesional de la medicina y están sujetos a la vigilancia de los Colegios Profesionales correspondientes*".

897 **Reglamento de la Ley de Trabajo Médico, aprobado mediante Decreto Supremo N° 024-2001-SA**
"***Artículo 5.-*** *Se reconoce como acto médico, toda acción o disposición que realiza el médico en el ejercicio de la profesión médica. Ello comprende, los actos de diagnóstico, terapéutica y pronóstico que realiza el médico en la atención integral de pacientes, así como los que se deriven directamente de éstos. Los actos médicos mencionados son de exclusivo ejercicio del profesional médico*".

bienestar físico, mental y social[898]. En consecuencia, un daño a la salud puede generarse a través de la afectación del plano físico, mental y/o social, por lo que basta que se compruebe la afectación de una de estas dimensiones de la salud para acreditar la existencia de un daño real.

1181. Partiendo de esta premisa, se debe tener en cuenta que cada aspecto de la salud –físico, mental y social– poseen distintos tipos de evidencia para acreditar una afectación, la cual varía debido a la naturaleza de cada aspecto y de cada caso concreto. En ese sentido, la evidencia idónea para acreditar una afectación en el plano físico no es la misma necesariamente para acreditar una afectación en el plano mental o social.

1182. En consecuencia, de admitirse la tesis del administrado –según la cual solo se puede acreditar un daño a la salud mediante un diagnóstico médico–, se dejaría sin protección a los aspectos de la salud cuya afectación puede ser acreditada con medios probatorios distintos a los diagnósticos médicos. Por lo tanto, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo, pues los diagnósticos médicos no son los únicos medios probatorios

1183. En el presente caso, existen diversos medios probatorios que acreditan la afectación a la calidad de vida y a la salud de las comunidades indígenas a consecuencia del derrame de Morona, en los tres planes del concepto omnicomprensivo de salud establecido por la OMS899. En ese sentido, se ha acreditado la afectación a seiscientas sesenta y ocho (668) familias, a consecuencia de dicho derrame900, lo cual evidencia la afectación de los aspectos físico, psicológico y social de esta población.

1184. Por lo tanto, teniendo en cuenta que se ha acreditado la existencia de una afectación real a la salud de las personas a consecuencia del derrame de Morona, corresponde desestimar los descargos de Petroperú en este extremo.

d.9 Sobre si el derrame de Morona no ha generado afectaciones a la salud

1185. De acuerdo al escrito de descargos al inicio, Petroperú afirma que los vómitos, las diarreas acuosas, fiebres, etc. son enfermedades permanentes y endémicas en la zona del país afectada por el derrame de Morona y de ninguna manera han sido generadas por causas referidas a los derrames de crudo de petróleo. Dicha afirmación se sustenta presuntamente en los reportes médicos de la campaña emprendida por el administrado.

1186. De acuerdo a lo señalado anteriormente, los síntomas que presentó la población a consecuencia del derrame de Morona se ha acreditado dentro del marco de una exposición aguda a hidrocarburos, por influjo ambiental. Es importante señalar que

---

898 **Constitución de la Organización Mundial de la Salud (OMS)**
"Los Estados partes de esta Constitución declaran, en conformidad con la Carta de las Naciones Unidas, que los siguientes principios son básicos para la felicidad, las relaciones armoniosas y la seguridad de todos los pueblos:
La salud es un estado de completo bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades".
Consultado en: http://apps.who.int/gb/bd/PDF/bd48/basic-documents-48th-edition-sp.pdf?ua=1#page=7

899 García, R. 1996. Concepto básico para el estudio de sistemas complejos. En Leff, E. (Coord.), Los problemas del conocimiento y la perspectiva ambiental del desarrollo (pp. 45-71). México: Siglo XXI Editores.

900 Página 9 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1448 del expediente.

Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073
"…al regresar nos encontramos con fuertes lluvias que han hecho rebalsar los restos de petróleo que se encontraban asentados en las profundiades del río Morona llegando a observar salida de petróleo hacia el rio Marañón que en su trayecto afectaron algunos cultivos que se encontraban en restingas bajas y también contaminando sus aguas de 15 comunidades nativa como, Mayuriaga 18 familias, Tierra Blanca 8 familias, Puerto Alegría 200 familias, Yamakay 16 familias, Santa Rosa del Morona 12 familias, Copales Unidos 06 familias, Paña Poza 08 familias, Yamakay 16 familias, Bancal 12 familias, Nov, Paragua 10 familias, Paragua Viejo 08 familias, Nov. Milagro 06 familias, Dos Hermanos 08 familias, Puerto Libre 06 familias y Puerto América en la boca del río Morona con 250 familias (668 familias) y la afectación de recursos hidrobiológicos como se observa en la foto (09)".

este hecho ha sido reconocido por el administrado, quien ha aceptado la existencia de una exposición aguda a hidrocarburos a partir del derrame de Morona, dentro del pronunciamiento de un profesional médico ofrecido de parte[901].

1187. Sin perjuicio de lo anterior, de manera referencial, se debe indicar que en casos de derrames de petróleo en el mar documentados, se han presentado síntomas como dolor de cabeza, irritación de la garganta, los ojos y cansancio[902],[903]. De la misma manera, en el plano psicológico, la población expuesta a esta clase de incidentes ha reportado unn aumento de la ansiedad y depresión[904]. Por lo tanto, la causalidad entre la sintomatología detectada y el derrame de Morona se encuentra respaldada en las conclusiones médicas expuestas (sustento particular) y en experiencias comparadas (sustento abstracto).

1188. Adicionalmente, como ya se ha desarrollado de manera previa, de acuerdo al Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073[905], el GORE Loreto detectó aproximadamente quince (15) comunidades que fueron afectadas por el derrame de Morona. Por lo tanto, contrariamente a lo señalado por el administrado, si existe evidencia respecto a la causalidad entre el derrame de Morona y los síntomas detectados en la población de las zonas afectadas.

1189. Por otro lado, el administrado argumenta que los ríos ubicados cerca de zonas pobladas no fueron contaminados por el derrame de Morona, pero esta afirmación no se condice con la declaración de emergencia sanitaria respecto a la calidad de agua para consumo humano en los distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Pastaza y Cahuapana, la cual fue aprobada mediante Resolución Directoral N° 020-2016/DIGESA/SA, del 15 de febrero de 2016.

1190. De acuerdo a esta declaratoria de emergencia, la cual se sustenta en la declaración de emergencia sanitaria del sistema de abastecimiento de agua emitida por el GORE Loreto, mediante la Resolución Directoral N° 166-2016-GRL-DRSL-01, los resultados del análisis físico químico de agua superficial de las áreas afectadas por el derrame de Morona, evidenciaron el exceso del parámetro TPH, en relación al ECA

1191. Asimismo, el GORE Loreto, mediante el Oficio N° 055-2016-GRL-DRS-Loreto/30.09.04[906], remitió a la OD Loreto el Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04[907], respecto a los resultados del análisis físico químico de agua superficial de las áreas de influencia del derrame de petróleo ocurrido en el ONP y el Informe de Ensayo N° 00779-2016[908] del Laboratorio de Control Ambiental de la

---

901 Folio 161 del expediente. Escrito de descargos al inicio del presente procedimiento, ingresado el 15 de agosto de 2018, mediante Registro N° 2018-E01-069005.

902 Campbell D, Cox D, Crum J, Foster K, Christie P. Initial effects of the grounding of the tanker Braer on health in Shetland. British Medical Journal 1993, 307: 1251-1255.

903 Lyons RA, Temple MF, Evans D, Fone DL, Palmer SR. Acute health effects of the Sea Empress oil spill. Journal of Epidemiology and Community Health 1999; 53: 306-310.

904 Lyons RA, Temple MF, Evans D, Fone DL, Palmer SR. Acute health effects of the Sea Empress oil spill. Journal of Epidemiology and Community Health 1999; 53: 306-310.

905 Página 9 del documento digitalizado denominado "Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-LDPA-073", contenido en el disco compacto que obra en el folio 1448 del expediente.

Oficio N° 361-2016-GRL-DRA-L/DPA-073
"...al regresar nos encontramos con fuertes lluvias que han hecho rebalsar los restos de petróleo que se encontraban asentados en las profundidades del río Morona llegando a observar salida de petróleo hacia el río Marañón que en su trayecto afectaron algunos cultivos que se encontraban en restingas bajas y también contaminando sus aguas de 15 comunidades nativa como, Mayuriaga 18 familias, Tierra Blanca 8 familias, Puerto Alegría 200 familias, Yamakay 16 familias, Santa Rosa del Morona 12 familias, Copales Unidos 06 familias, Paña Poza 08 familias, Yamakay 16 familias, Bancal 12 familias, Nov. Paragua 10 familias, Paragua Viejo 08 familias, Nov. Milagro 06 familias, Dos Hermanos 08 familias, Puerto Libre 06 familias y Puerto América en la boca del río Morona con 250 familias (668 familias) y la afectación de recursos hidrobiológicos como se observa en la foto (09)".

906 Folios 636 del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

907 Folios 637 y 638 del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

908 Folios 644 y 645 del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS.

DIGESA, en el cual se verifica el exceso del parámetro Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L) en relación al ECA para agua, Categoría 3, Riego de Vegetales y Bebida de Animales, Sub Categoría D1: Vetegales de Tallo Bajo y Alto y Subcategoría D2: Bebida de Animales, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2015-MINAM.

1192. En conclusión, el argumento del administrado, según el cual no se ha acreditado la causalidad entre los síntomas de la población de las áreas afectadas y el derrame de Morona, ha quedado desvirtuado, toda vez que existen medios probatorios –inclusive de parte– que acreditan la causalidad entre la intoxicación aguda de los pobladores y la exposición a hidrocarburos, producto del derrame. Por lo tanto, corresponde desestimar los descargos del administrado en este extremo.

d.10 Sobre la cantidad de personas afectadas en ambos derrames

1193. De acuerdo al escrito de descargos a la variación, Petroperú señala que en las Tablas N° 6 y 8 de la RSD de variación se indica que la cantidad de poblados y familias consideradas por OEFA como afectadas directamente por el derrame de Morona difieren de las cifras oficiales publicadas por la PCM, en la Declaratoria de Emergencia promulgada mediante los Decretos Supremos N° 012-2016-PCM y 016-2016-PCM, siendo que estas cifras provienen de múltiples informes elaborados por las diferentes instituciones que conforman el COEN.

1194. Sobre el particular, se debe mencionar que cada Institución Pública posee un diferente tipo de alcance en la delimitación de sus funciones y competencias, asimismo ante un escenario de emergencia como el producido por el derrame de Morona, corresponde la intervención de diferentes Instituciones del Estado que realizan levantamiento de información específica para el sector de su competencia. Aunado a ello, se debe considerar que cada informe posee un alcance especifico relacionado a su competencia de cada institución pública, asimismo, corresponden a fechas determinadas.

1195. En el distrito de Morona, se ha identificado seis personas que han presentado sintomatología relacionada a la exposición por hidrocarburos, por lo que se ha acreditado la existencia de daño real a la salud. En consecuencia, corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo.

d.11 Sobre el análisis preliminar de las vías de exposición

1196. De acuerdo a los numerales 23 y 24 del escrito de descargos a la variación, Petroperú señala que para determinar el riesgo a la salud se debió realizar un ERSA, el cual tiene una metodología definida y no usarlo como referencia bibliográfica. Asimismo, enumera las características técnicas que debe poseer un ERSA, como, por ejemplo, la determinación del Coeficiente de Peligro o de Peligrosidad y los ensayos analíticos.

1197. Al respecto, es preciso mencionar que los considerados 88 y 89 de la RSD de variación corresponden a la existencia de daño potencial a la salud humana; por ende, el extremo de identificación de las rutas y vías de exposición de la Guía ERSA es una referencia con la finalidad de establecer los elementos que interaccionan en el daño potencial a la salud, como son la fuente del contaminante, las rutas y vías de exposición, y receptores.

d.12 Sobre las declaraciones juradas de las personas acerca del daño real a la salud

1198. Al respecto, Petroperú señala que los signos o síntomas detectados se sustentan en declaraciones de personas, las cuales no se encuentran respaldadas por personal de salud. Asimismo, respecto a las fotografías, indica que estas complementan un

diagnóstico médico, pero que la presencia de supuestas lesiones en la piel no puede ser diagnosticada a través de imágenes fotográficas y mucho menos determinar la causalidad de lesiones. En consecuencia, se evidencia que el supuesto daño real a la salud no se encuentra probado.

1199. Sobre el particular, se debe indicar que la existencia de daño real a la salud en el presente caso no se sustenta únicamente en declaraciones y fotografías, como indica el administrado; pues la SFEM ha tenido en cuenta en su análisis los diez (10) Formatos Únicos de Atención de Salud (en adelante, FUA) que en copias fedateadas remitio la Red de Salud de Datem del Marañón, mediante Oficio N° 159-2019-GRL-U.E./RSDM-404909. Los FUA, los cuales son documentos de carácter médico, demuestran que el principal síntoma presente en las áreas afectadas por el derrame de Morona es la dermatitis de contacto con hidrocarburos; padecimiento típico en incidentes como derrames de petróleo crudo.

1200. Al respecto es preciso mencionar que, en el caso de la dermatitis de contacto con hidrocarburos, es posible que el médico tratante pueda diagnosticar la causa mediante la consulta con el paciente, sobre el origen de la sustancia desencadenante, así como examinando la piel para observar el patrón y la intensidad de la erupción910. Por ende, la característica del síntoma irritación en la piel o dermatitis, puede ser evaluado sin la obligatoriedad de un análisis cuantitativo o ensayo clínico.

1201. Aunado a ello, es preciso indicar que el procedimiento de consulta entre el profesional de la salud y los pacientes, se determina mediante anamnesis[911], la cual es el proceso de la exploración clínica que se ejecuta mediante el interrogatorio para identificar personalmente al individuo, conocer sus dolencias actuales, obtener una retrospectiva de él y determinar los elementos familiares, ambientales y personales relevantes.

1202. Asimismo, mediante el Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404, la Red de Salud de Datem del Marañon912 describió las atenciones médicas efectuadas por dicha institución a los pobladores de las comunidades de Puerto Alegría, Puerto América, Copales, entre otros, los cuales se ubica en el área de influencia del derrame. En dichas actividades de diagnóstico médico se evidenció la presencia de dermatitis, cefaleas y males estomacales relacionados a la exposición a los hidrocarburos.

1203. En consecuencia, luego de haber verificado la variedad de medios probatorios de tipo clínico que respaldan la existencia de intoxicación aguda a consecuencia del derrame de Morona, corresponde desestimar lo argumentado por el administrado en este extremo.

d.13 Sobre el Informe de INDECI en Morona

1204. Petroperú, mediante el numeral 27 del escrito de descargos a la variación, señala que el Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI del 12 de febrero del 2016 –el cual indica la existencia de seiscientas catorce (614) familias y diversas áreas de cultivo (cacao, arroz, entre otros) afectadas a consecuencia del derrame de Morona– solo es un documento que realiza un recuento de las acciones efectuadas

---

909 Documento digitalizado denominado "OFICIO N° 159-2016-GRL-U.E.-RSDM-404", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

910 Dermatitis de contacto - Diagnóstico
Consultado en: https://www.mayoclinic.org/es-es/diseases-conditions/contact-dermatitis/diagnosis-treatment/drc-20352748

911 **Anamnesis:** La anamnesis es el proceso de la exploración clínica que se ejecuta mediante el interrogatorio para identificar personalmente al individuo, conocer sus dolencias actuales, obtener una retrospectiva de él y determinar los elementos familiares, ambientales y personales relevantes.

Consultado en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0864-21251999000400011

912 Documento digitalizado denominado "Oficio N° 226-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

por personal del COEN y del GORE Loreto, y en el cual no se especifica la existencia de daño a la salud ni diagnósticos médicos debidamente sustentados.

1205. Al respecto, de acuerdo al numeral IV y en e Anexo 02 del Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI, el cual fue actualizado al 12 de febrero de 2016, a las 16:00 horas, en el distrito de Morona se cuantificaron seiscientas catorce (614) familias afectadas a consecuencia del derrame de Morona.

1206. Por otro lado, en relación a la afectación generada sobre los cultivos (cacao, arroz, entre otros), el área de cobertura natural y animales, dicha información está referenciada en el Informe N° 049-2016-MINAGRI.

d.14 Sobre el Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404 de la Red de Salud de Datem del Marañón

1207. Mediante los numerales 28, 29 y 30 del escrito de descargos a la variación, Petroperú señala que las atenciones médicas efectuadas por la Red de Salud de Dátem del Marañón a moradores de las comunidades de Puerto Alegría, Puerto América, Copales entre otros, ubicadas dentro del área de influencia del derrame, de las cuales se da cuenta mediante el Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404, adjunta únicamente tres (3) atenciones médicas, en donde los diagnósticos consignados son dermatitis de contacto, sin referir la sustancia causante.

1208. Asimismo, Petroperú señala que las evaluaciones, de las cuales se da cuenta mediante el Oficio N° 001-2016-CSPA-EPIDIMIOLOGIA-MRM-RSDM-GRL, fueron realizadas por un técnico de enfermería. Por otro lado, señala también que dichas evaluaciones concluyen en que se detectó prurito local, sin identificar la causalidad, por lo que el daño real a la salud no se encuentra probado.

1209. Al respecto, es preciso mencionar que el Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404 de la Red de Salud de Dátem del Marañón se encuentra emitido dentro de las competencias de la DIRESA Loreto y por su Director Ejecutivo, quien remite la información al OEFA. Asimismo, la DIRESA Loreto[913] es un órgano técnico que, por la delegación de la Alta Dirección del MINSA, ejerce la autoridad de salud en su ámbito, encargada de hacer cumplir la normatividad técnica del Ministerio de Salud.

1210. De otro lado, lo señalado por el administrado, respecto a que no se ha consignado la sustancia causante de los diagnósticos de dermatitis de contacto en Morona, se contradice con el medio probatorio que Petroperú ha aportado al presente procedimiento. Sobre el particular, la opinión médica ofrecida por el administrado señala que existe exposición a petróleo crudo en las áreas afectadas, con lo cual queda acreditada la existencia de un vínculo causal entre la sintomatología presentada por los pobladores de la zona y el derrame de Morona[914].

1211. Por lo tanto, teniendo en cuenta la documentación citada, la cual acredita la existencia de una exposición a petróleo crudo en Morona, así como cuadros de intoxicación aguda en las zonas afectadas, corresponde desestimar lo argumentado por el administrado en este extremo.

D. Interrelación de los hechos probados y el daño a la salud como estado completo de bienestar

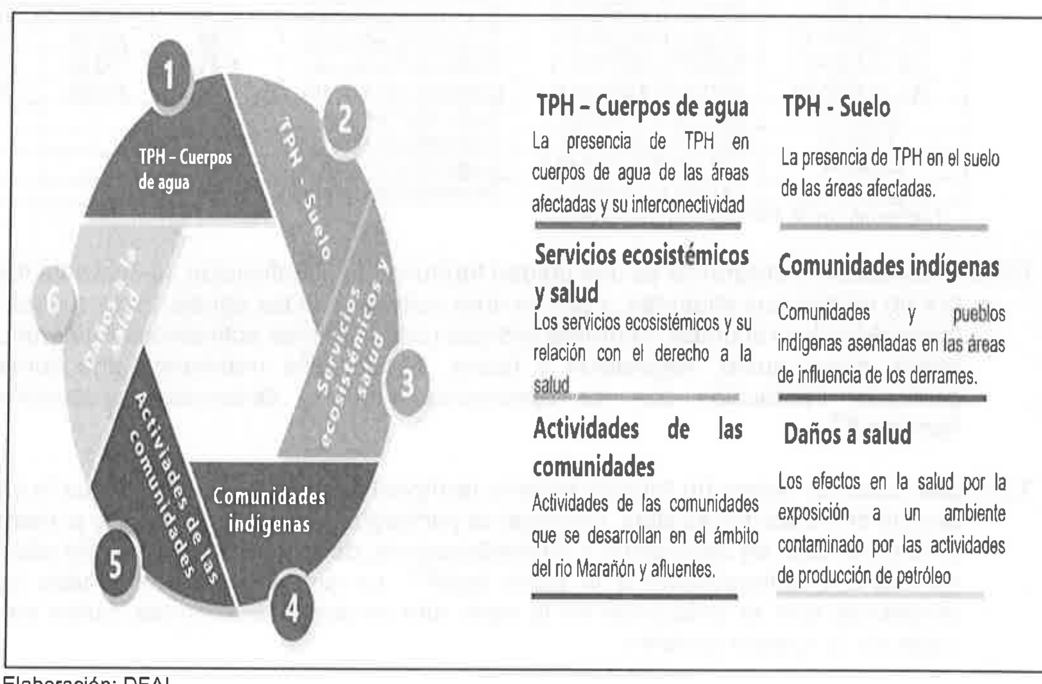
---

913 Manual de Organización y Funciones de la Dirección Regional de Salud Loreto. Iquitos, Perú, 2015. Consultado en: http://www.diresaloreto.gob.pe/portalweb/views/layout/portalweb/files/Mof.pdf

914 Folio 161 del expediente.

1212. En este punto, se analizará la ocurrencia del daño a la salud de las personas, como consecuencia de las infracciones acreditadas en el presente PAS, a partir de la interrelación de los hechos probados, conforme se detalla en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 7: Interrelación de los hechos probados y el daño a la salud como estado completo de bienestar



Elaboración: DFAI.

i) Primer hecho probado: La presencia de TPH en el componente agua y la interconectividad de los cuerpos de agua involucrados

1213. De acuerdo a la documentación obrante en el expediente y a lo señalado en la presente resolución, constituye un hecho probado que como consecuencia de los derrames del 25 de enero del 2016 y del 02 de febrero del 2016, producto de los muestreos efectuados se determinó la existencia de concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en las quebradas "sin nombre", Inayo y Cashacaño, así como los rios Chiriaco, Morona y Marañón, de acuerdo a los resultados de los análisis de laboratorio que se muestran en las siguientes tablas:

Tabla N° 98: Presencia de TPH en la Quebrada Inayo y el río Chiriaco

Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84)	Referencia	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)		
			C6-C10	C10-C40	C6-C40
148, 3a, ESP-1	799372 E 9425783 N	Quebrada Inayo	129,60	12428,60	12440,37
148, 3a, ESP-3	801339 E 9426084 N	Rio Chiriaco	-	0,45	0,45
148, 3a, ESP-4	800905 E 9427859 N	Rio Chiriaco	-	1,30	1,30
RChir4	795752 E 9431829 N	Rio Chiriaco	-	0,20	
148, 3a, ESP-6	795477 E 9431748 N	Rio Chiriaco	-	10,20	10,20

Fuentes: Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID, Informe Técnico N° 011-2016-ANA-AAA VI MARAÑÓN-SDGCRH/JAMV y Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID

Tabla N° 99: Presencia de TPH en la Quebrada Cashacaño y de la Quebrada sin nombre

Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84)	Referencia	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)		
			C6-C10	C10-C40	C6-C40
143,3a,ESP-03	251206 E 9526920N	Quebrada Cashacaño	2,49	1332,18	1334,67
143,3a,ESP-10	251591 E 9526564 N	Quebrada Cashacaño	0,15	232,28	232,42
143,3a,ESP-11	251591 E 9526613 N	Quebrada Cashacaño	<0,04	0,72	0,72
143,3a,ESP-13	250463 E 9527836 N	Quebrada Cashacaño	0,58	298,06	298,64
143,3a,ESP-14	249267 E 9527990 N	Quebrada Cashacaño	0,81	128,95	129,76
143,3a,ESP-04	237121 E 9524296 N	Quebrada sin Nombre	0,43	246,86	247,29
QCash-2	237 253 E 9 524251 N	Quebrada Cashacaño	296.19	-	-
QCash-3	237 734 E 9 525121 N	Quebrada sin Nombre	24.1	-	-
QCash-4	238 126 E 9 525948 N	Quebrada sin Nombre	11.97	-	-
QCash-6	247926 E 9528878 N	Quebrada Cashacaño	8.86	-	-

Fuente: Informe N° 153-2016-OEFA-DE-SDCA

1214. Una cuenca hidrográfica es una unidad territorial de planificación, la cual está formada por un río con sus afluentes, y por un área colectora de las aguas. En la cuenca están contenidos los recursos naturales básicos para múltiples actividades humanas, tales como: agua, suelo, vegetación y fauna. Todos ellos mantienen una continua y particular interacción con los aprovechamientos y desarrollos productivos del hombre.[915]

1215. Las cuencas tienen un funcionamiento territorial altitudinal ya que implica la relación directa entre las partes altas, cercanas al parteaguas; la zona de tránsito o intermedia; y, la parte baja de deposición y desembocadura, de tal forma que la parte alta afecta de manera determinante a la parte baja[916]. Lo anterior permite señalar que los problemas que se produzcan en la parte alta tendrán efecto en las partes medias y bajas de la cuenca también.

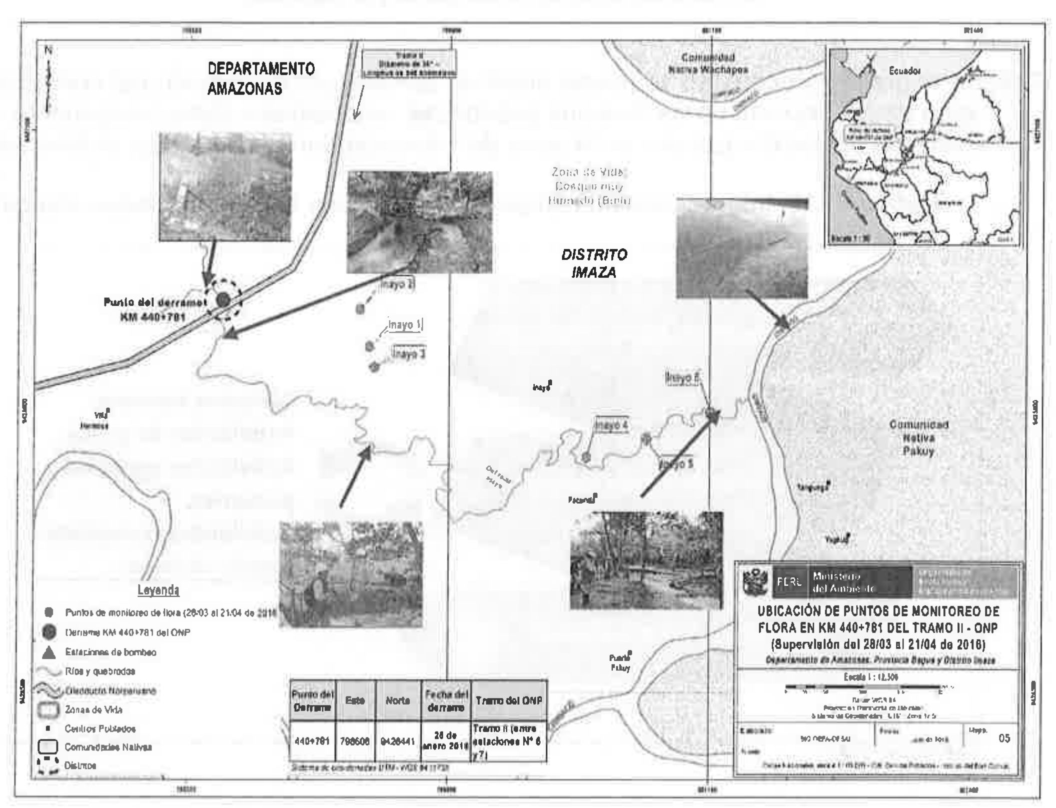
1216. En ese sentido, cabe indicar que, en el presente caso, el rio Chiriaco (con sus afluentes) y el rio Morona (con sus afluentes) constituyen parte de la cuenca hidrográfica del rio Marañón. Por la interrelación que mantienen estos cuerpos de agua, cualquier hecho ocurrido de manera natural o antrópica que altere su condición natural también se verá necesariamente reflejado en sus receptores a lo largo de estos espacios geográficos.

1217. En ese contexto, producto del derrame ocurrido el 25 de enero del 2016, el petróleo crudo alcanzó la quebrada Inayo y discurrió hacia los ríos Chiriaco y Marañón respectivamente, por estar interconectados. Asimismo, el derrame ocurrido a la altura del km 206+038, afectó a la quebrada *sin nombre* y la quebrada Cashacaño que al ser afluentes del rio Morona y del rio Marañón, también resultaron afectados.

Gráfico N° 8 : Interconectividad de los cuerpos de agua involucrados en el derrame de Imaza

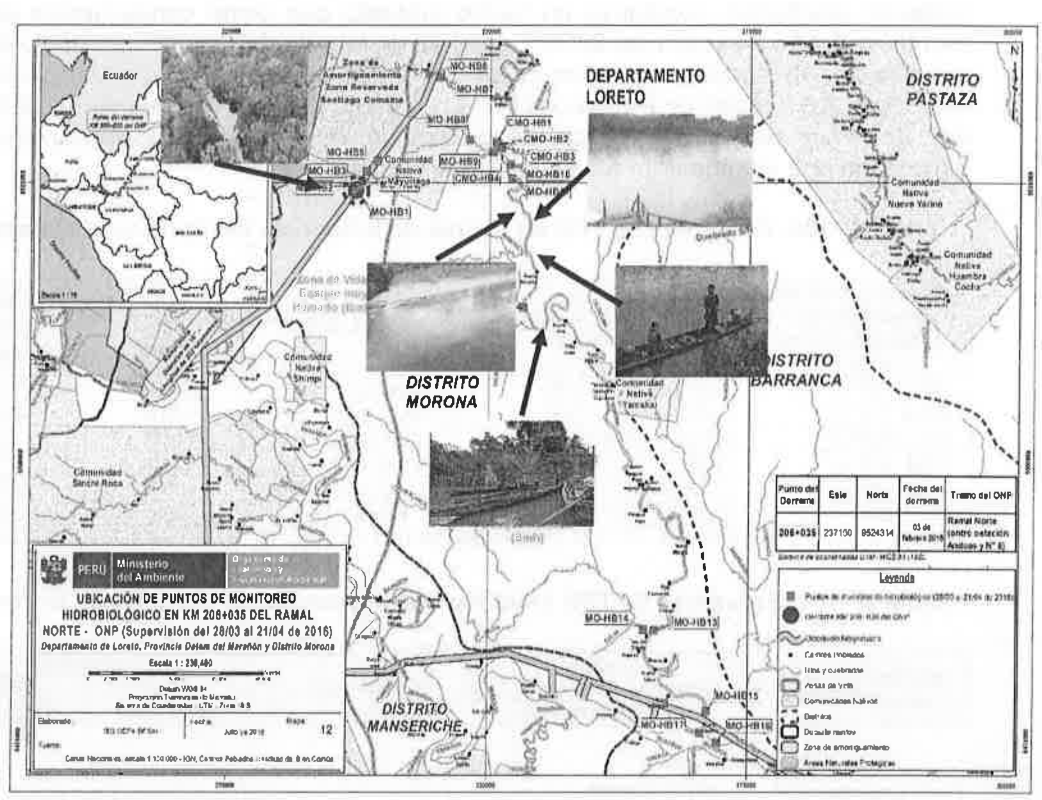
[915] Carlos Hernando Londoño Arango, Cuencas Hidrográficas "Bases Conceptuales-Caracterización-Planificación-Administración", Pag. 58 – 2011.

[916] Juan Julio Ordoñez Gálvez, Cartilla técnica "¿QUÉ ES CUENCA HIDROLÓGICA?", Pag. 9 Lima Perú – 2011.



Elaborado por SIG OEFA DFAI

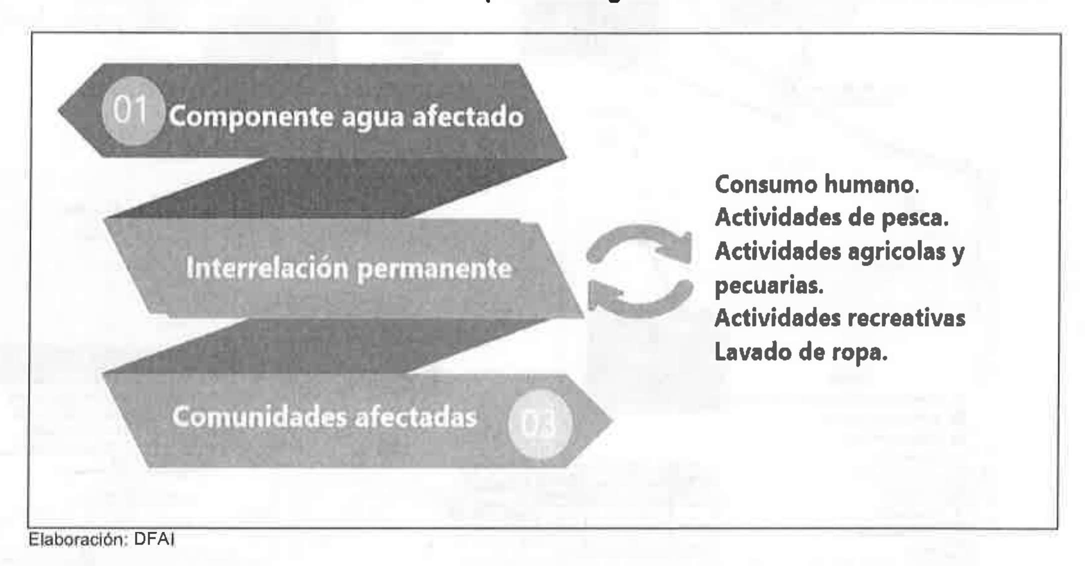
Gráfico N° 9: Interconectividad de los cuerpos de agua involucrados en el derrame de Morona



Elaboración: SIG OEFA - DFAI

1218. En el gráfico precedente se puede observar cómo la contaminación del componente agua tendrá impacto en las diversas actividades, vinculadas a dicho componente, que realiza la población que vive en la zona de influencia donde se produjo el derrame.

Gráfico N° 10: Interacción del componente agua con las comunidades afectadas



Elaboración: DFAI

ii) Segundo hecho probado: La presencia de TPH en el componente suelo

1219. De acuerdo a la documentación obrante en el expediente y a lo señalado en la presente resolución, constituye un hecho probado que como consecuencia de los derrames del 25 de enero del 2016[917] y del 02 de febrero del 2016[918], producto de los muestreos efectuados se determinó la existencia de concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en el suelo de las áreas de influencia de los dos derrames de petróleo crudo, de acuerdo a los resultados de los análisis de laboratorio que se muestran en las siguientes tablas:

Tabla N° 100: Presencia de TPH en el área de influencia del derrame de Imaza

Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84, Zona 17S)	Referencia	Concentración	
			F2 (C10-C28)	F3 (C28-C40)
148,6, ESP-1	798598E 9426416N	Quebrada Inayo	7821	6238
148,6, ESP-2	798609E 9426442N	Quebrada Inayo	4013	4999
148,6, ESP-3	799383E 9425790N	Quebrada Inayo	14153	10028
148,6, ESP-4	799367E 9425777N	Quebrada Inayo	15715	11211
148,6, ESP-5	799369E 9425775N	Quebrada Inayo	16852	10624
148,6, ESP-1	800917E 9427879N	Río Chiriaco	203	285

Fuentes: Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID e Informe N° 135-2016-OEFA/DE/SDCA

Tabla N° 101: Presencia de TPH en el área de influencia del derrame de Morona

Puntos donde se detectaron las	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84, Zona 18S)	Referencia	Concentración	
			F2 (C10-C28)	F3 (C28-C40)

917 Informe Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID.

918 Informe N° 135-2016-OEFA/DE/SDCA.

concentraciones de HT				
148,6, ESP-01	237185E 9524304N	Quebrada Cashacaño	31088	18930
148,6, ESP-02	249876E 9527792N	Quebrada Cashacaño	13377	7410
148,6, ESP-03	249250E 9527990N	Quebrada Cashacaño	20090	11392

Fuente: Informe N° 135-2016-OEFA/DE/SDCA.

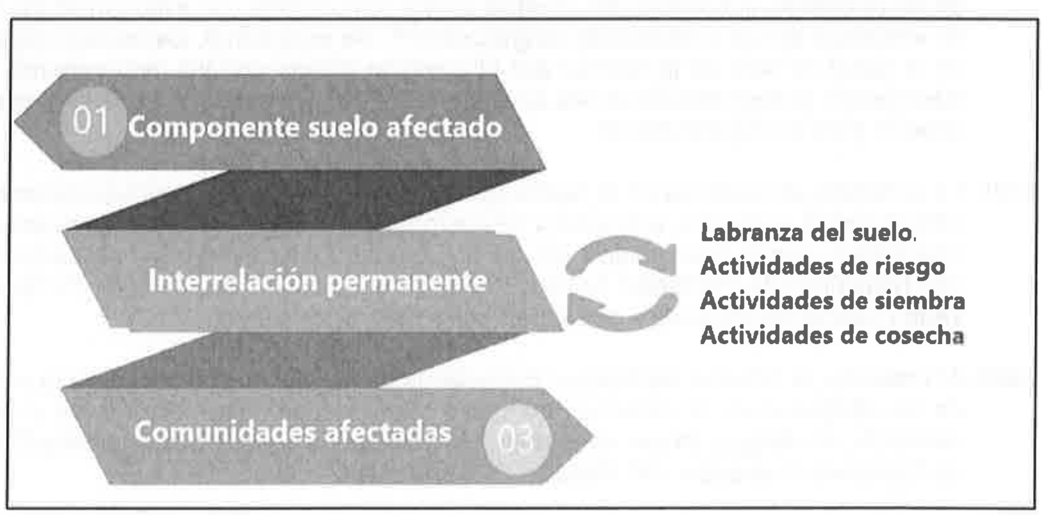
1220. Los suelos que presentan trazas de hidrocarburos totales de petróleo son procesados por el ecosistema de la zona del derrame (selva), los cuales comprenden procesos de: i) lavado por acción del agua de lluvia e ii) infiltración de acuerdo a la capacidad de absorción del suelo, lo que nos lleva a concluir lo siguiente:

(i) Durante el proceso de lavado de suelos por la acción del agua de lluvia de la zona de los derrames (Imaza y Morona), se disminuirá la presencia de trazas de petróleo crudo en la superficie del suelo, los cuales por la dinámica del agua de escorrentía[919] recorren suelos no afectados inicialmente hasta llegar a una quebrada (Inayo y Cashacaño), para luego unirse al río Morona (rio Chiriaco y rio Morona) y posteriormente desembocar en las aguas del río Marañón.

(ii) Respecto de la capacidad de absorción del suelo[920], una parte de las trazas de petróleo crudo que no son limpiadas serán absorbidas por el mismo, alojándose en los poros del suelo de la zona afectada, que posteriormente por infiltración del agua de lluvia son arrastradas hacia las quebradas y finalmente llegaría al río Marañón.

1221. En este gráfico se puede observar como la contaminación del componente suelo tendrá impacto en las diversas actividades vinculadas a dicho componente que realiza la población que vive en la zona de influencia donde se produjo el derrame.

Gráfico N° 11: Interacción del componente suelo con las comunidades afectadas



Elaboración: DFAI

iii) <u>Tercer hecho probado</u>: Los servicios ecosistémicos y su relación con el derecho a la salud

919 Escorrentía: Proceso de recolección de agua procedente del escurrimiento que se produce luego de una fuerte lluvia, que baja por la superficie del suelo y por las cavidades de la porosidad del suelo. Fuente: Fausto Sarmiento Ph.D., Diccionario de Ecología "Paisajes, Conservación y Desarrollo Sostenible para Latinoamérica", Página 125.

920 Organización de las Naciones Unidad para la Alimentación y la Agricultura-FAO, Manejo de la Humedad del Suelo, Propiedades del Suelo, Páginas 8 y 9. Disponible en: http://www.fao.org/ag/ca/training_materials/cd27-spanish/sm/soil_moisture.pdf [Última Consulta: 20 de noviembre de 2017]

1222. Los servicios ecosistémicos son los beneficios que las sociedades obtienen de los ecosistemas[921], es decir son los componentes de los ecosistemas que se consumen directamente, que se disfrutan, o que contribuyen, a través de interacciones entre ellos, a generar condiciones adecuadas para el bienestar humano[922].

1223. Los servicios ecosistémicos pueden ser clasificados como servicios de suministro, de regulación y culturales, conforme se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla N° 102: Servicios Ecosistémicos

Servicios Ecosistémicos	
Servicios de servicio	Son bienes tangibles (también llamados recursos naturales); están incluidos los alimentos, el agua, la madera y las fibras, entre otros
Servicios de Regulación	Son los servicios que permiten que las condiciones tiendan a cambiar poco y a oscilar dentro de rangos que nos permiten vivir, cultivar alimentos o regular los impactos de eventos extremos, entre otros. Estos servicios incluyen la regulación climática, la regulación de inundaciones, entre otros.
Servicios Culturales	Son aquellos servicios que brindan beneficios que dependen de las percepciones colectivas de la sociedad acerca de los ecosistemas y de sus componentes, los cuales pueden ser materiales tangibles o intangibles; los beneficios espirituales, recreativos o educacionales que brindan los ecosistemas se consideran en esta categoría
Servicios de apoyo	Servicios que se proveen para apoyar a hábitats y al funcionamiento de ecosistemas, como el hábitat de vida silvestre, régimen de caudales necesarios para mantener el hábitat y los usos río abajo.

Fuente: Revista Virtual REDESMA (marzo 2011)[923]

1224. De acuerdo a la documentación obrante en el expediente y a lo señalado en la presente resolución, constituye un hecho probado que la ocurrencia de ambos derrames generó la degradación de los ecosistemas, alterando la conservación y el uso sostenible de la diversidad biológica, lo cual repercutió negativamente en la salud de las personas, sobre todo de aquellas cuyas comunidades se asientan en las áreas de influencia de los ecosistemas degradados[924]. De esta forma, los efectos negativos en la salud no solo se presentan por el contacto directo con los hidrocarburos, sino además por la degradación de los ecosistemas[925], cuyos servicios brindan el principal soporte para su supervivencia.

1225. Lo señalado se sustenta en el hecho que el ecosistema es un complejo dinámico de comunidades vegetales, animales y de microorganismos y su medio no viviente, que interactúan como una unidad funcional; lo cual determina que, producto de la interrelación de la afectación de los cuerpos de agua, los suelos, la flora y la fauna, se vean igualmente afectada o puesta en peligro la salud humana.

1226. Al respecto, el Informe del Relator Especial de las Naciones Unidas sobre la cuestión de las obligaciones de derechos humanos relacionadas con el disfrute de un medio ambiente sin riesgos, limpio, saludable y sostenible, ha señalado lo siguiente (Consejo de Derechos Humanos -34° Periodo de Sesiones):

> *"El pleno disfrute de los derechos humanos, incluidos los derechos a la vida, a la salud, la alimentación y el agua depende de los servicios que prestan los ecosistemas. La prestación de esos depende de la salud y sostenibilidad de los ecosistemas, los cuales a su vez dependen de la biodiversidad biológica.*

---

921 MEA 2003. Ecosystems and Human Well-being: a Framework for Assessment. Millennium Ecosystem Assessment. Island Press, Washington, D.C., USA.

922 Quijas, S., Schmid, B., Balvanera, P. 2010. Plant diversity enhances provision of ecosystem services: a new synthesis. Basic and Applied Ecology 11:582–593.

923 Mario Aguirre Núñez (2011, marzo) La Cuenca Hidrográfica en la Gestión Integrada de los Recursos Hídricos. Revista Virtual REDESMA. Recuperado de: http://www.siagua.org/sites/default/files/documentos/documentos/cuencas_m_aguirre.pdf

924 Véase el cuadro de comunidades contenido en la presente resolución.

925 Ecosistema entendido como un complejo dinámico de comunidades vegetales, animales y de microorganismos y su medio no viviente, que interactúan como una unidad funcional.

Por consiguiente, el pleno disfrute de los derechos humanos depende de la diversidad biológica, y la degradación, y la pérdida de la diversidad biológica socavan la capacidad de las personas para disfrutar de sus derechos humanos."

1227. Teniendo en cuenta lo antes expuesto, deben considerarse las siguientes características del entorno donde se presentaron los derrames de petróleo crudo de Imaza y Morona:

- La economía de las comunidades está basada principalmente en la agricultura a pequeña escala (comercio) y para consumo familiar (autoconsumo), en el que i) los hombres trabajan en el cultivo y venta de plátanos y en el transporte fluvial mediante el uso de peque pequeros (canoas y botes), y ii) las mujeres participan esporádicamente en el campo.

- El valor ecológico de la cuenca se debe a la biodiversidad, especies únicas y paisajes de llanura amazónica y bosque tropical, lo que incentiva las actividades de ecoturismo en la zona.

- El uso del recurso agua es de importancia para las comunidades nativas, ya que no cuentan con abastecimiento de agua potable en cada vivienda[926]; no obstante, existen viviendas que cuentan con pozos caseros.

1228. En la zona de Imaza se identificaron especies como *Musa paradisiaca* (Musaceae), Inga *Ynga* (Fabaceae) y *Theobroma Cacao* (Malvaceae), conocidas como plátano, guaba (pacae) y cacao respectivamente, las cuales forman parte de la alimentación diaria, por lo que son cultivadas por los pobladores de las comunidades locales. Asimismo, se ha producido el ahuyentamiento de las especies de consumo para la población. Cabe señalar que de la información brindada por la Dirección de Evaluación, se advirtió que de la comparación entre las especies identificadas en las áreas impactadas y en el punto blanco, en las áreas impactadas por los derrames no se registraron las especies de consumo para la población; mientras que, en áreas de similares características al área donde ocurrió el derrame, se identificaron especies como *Cuniculus paca* (majaz), *Dasyprocta variegata* (añuaje) y *Pecari tajacu* (sajino), así como los pobladores indicaron la presencia de *Mazama americana* (venado), siendo la especie *Cuniculus paca* (majaz) la más apreciada por las comunidades por su carne.[927]

1229. En la zona de Morona se identificaron especies como *Cedrela odorata* (Meliaceae), Minquartia *guianensis* (Olacaceae), *Manikara bidentata* y *Ceiba pentandra* (malvaceae), especies de uso común como insumo básico en la construcción (madera buena de alta densidad) y ecológica (servicios ecosistémicos) que, como consecuencia de su alta densidad, almacenan más carbono en su estructura[928]. Así también en este tipo de bosque, se encuentran especies de flora silvestres cuyos frutos son de consumo para la población de las comunidades nativas como papaya silvestre, naranjas, cocos entre otras especies de importancia alimenticia en esta zona.

1230. En relación a la fauna, se señala que en el área donde ocurrió el derrame no se registraron especies de fauna de uso de la población, migración derivada de la alteración negativa del área donde se desarrollan. Así por ejemplo, se registraron especies de mamíferos de consumo de las comunidades como *Cuniculus paca*

---

926 Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC del 19 de febrero del 2016 emitido por el Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura.

927 Página 145 del Informe N°135-2016 OEFA/DE-SDCA

928 Página.149 del Informe N°153-2016 OEFA/DE-SDCA.

(majaz), *Dasyprocta variegata* (añuaje), *Mazama nemorivaga* (venado gris), *Tapirus terrestris* (tapir/sachavaca), *Dasypus novemcinctus* (carachupa) , entre otros, así también se registraron especies de aves de consumo como *Psophia crepitans* (trompetero) y *Penelope jacquacu* (pava) y el registro de vocalización de Crypturellus sp (perdiz de monte).La ausencia de dichas especies en las áreas de influencia de los derrames impacta en la dieta diaria de las comunidades ubicadas en zonas aledañas al derrame pues mediante su consumo obtenían el aporte proteico de su dieta diaria.

1231. Por tanto, desde el enfoque ecosistémico dentro de la cuenca hidrográfica que incluye los recursos de agua, suelo y recursos vivos, buscando la conservación y el uso sostenible de manera equitativa, es importante señalar que, las comunidades apostadas en estos espacios y su medio de vida son el centro de protección.

iv) <u>Cuarto hecho probado:</u> Comunidades y pueblos indígenas se asientan en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos

1232. De acuerdo a la documentación obrante en el expediente y a lo señalado en la presente resolución, constituye un hecho probado que, el petróleo crudo derramado discurrió a través de las aguas de quebradas o ríos, Inayo, Chriríaco, Morona y quebrada sin nombre, ello conllevó que alcanzara los territorios donde se desarrollan distintos centros poblados y comunidades nativas, tal como se desarrolla en las siguientes tablas:

Tabla N° 103: Centros Poblados y Comunidades nativas que se asientan en el área de influencia del derrame de Imaza

Centro Poblado	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Comunidad Nativa	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Ubicación referencial
Chirlaco	2.9	-	-	Orillas del río Chiriaco
Inayo	1.8	-	-	Confluencia quebrada Inayo y río Chiriaco
Yagkug	3.4	Yagkug	6.2	Orillas del río Chiriaco
Pakun	3.5	Pacuy	6.2	Orillas del río Chiriaco
Umukay	4.6			
Yangunga	3.4			
Puerto Pacuy	2.7			
Umukay	4.4	Nazareth	3.2	Confluencia río Marañón y río Chiriaco
San Ramon	6.5		7.1	
Nazareth	5.3		5.7	
Curva	5.4	La Curva	5.4	Orillas del río Chiriaco
Samaren	9.3	Samaren	9.6	Orillas del río Marañón
Chillacanday	11.8	Wachapea	8.9	Orillas del río Chiriaco
Wachapea	4.2			
Pakuy	2.7			
San Rafael Winchu	5.7	Winchu Temashnum	10.6	Orillas del río Marañón
Alto Dapinza	9.5	Sawientsa Bichanak	11.8	Orillas del río Marañón
Alto Wawim	13.1	Umukai	14.9	Orillas de la quebrada Antamanentsa
Chigkanas	14.0			
Tsegken	12.9			
Shimpuents	15.8			
Bakants	18.3			
Agkushp	14.8			

Elaborado por la DFAI

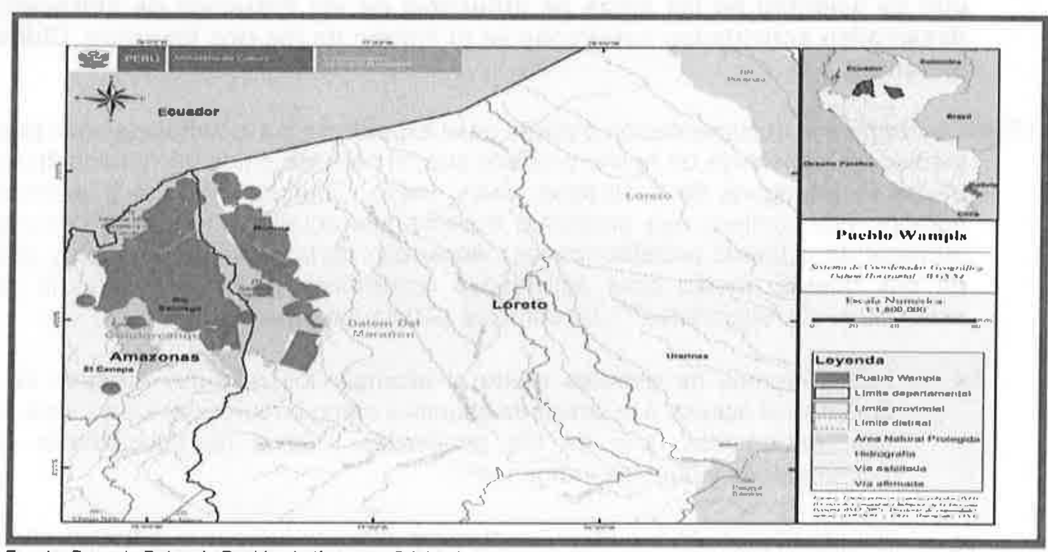
Tabla N° 104: Centros Poblados y Comunidades nativas que se asientan en el área de influencia del derrame de Morona

Centro Poblado	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Comunidad Nativa	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Descripción
Copales Unidos	8.7	-	-	Orillas de la quebrada Copal
Mayuriaga	12.7	**Mayuriaga**	12.9	Orillas río Mayuriaga
Tierra blanca	14.6		-	Afluencia quebrada Cashacaño y quebrada Ajuamari
Nuevo San Martín	16.7	**Nuevo San Martín**	-	Afluencia río Mayuriaga y río Morona
Patria Nueva	25.9	-	-	Orillas río Morona
Yamakay	30.2	**Yamakai**	33.1	Orillas río Morona
Bancal	35.6	-	-	Orillas río Morona
Nueva Paragua Poza	38.3	-	-	Orillas río Morona
Dos Hermanos	46.5	-	-	Orillas río Morona
Puerto Libre	51.7	-	-	Orillas río Morona

Elaborado por la DFAI

1233. Por otro lado, se debe tener en cuenta que estas áreas afectadas también constituyen territorios de los pueblos indígenas Awajún y Wampis, tal como se observa en los siguientes mapas:

Mapa N° 3: Mapa del territorio del pueblo indígena Wampis[929].

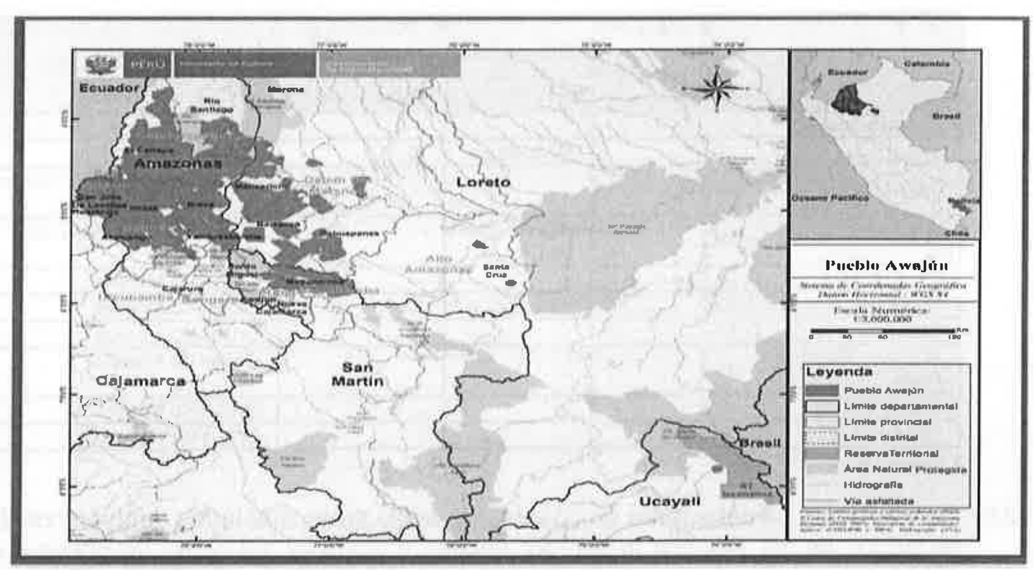


Fuente: Base de Datos de Pueblos Indígenas y Originarios
Elaboración: Ministerio de Cultura

Mapa N° 4: Mapa del territorio del pueblo indígena Awajún[930].

929 Disponible en https://bdpi.cultura.gob.pe/pueblos/wampis

930 Disponible en https://bdpi.cultura.gob.pe/pueblos/awajun



Fuente: Base de Datos de Pueblos Indígenas y Originarios
Elaboración: Ministerio de Cultura

v) **<u>Quinto hecho probado:</u> Los miembros de las comunidades y pueblos indígenas que se asientan en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos desarrollan actividades cotidianas en el ámbito de los ríos Marañón. Chiriaco y afluentes**

1234. Conforme a la documentación obrante en el expediente y a lo señalado en la presente resolución, constituye un hecho probado que, el petróleo crudo derramado discurrió a través de las aguas de quebradas o ríos, Inayo, Chririaco, Morona y quebrada sin nombre, ello conllevó que alcanzara ecosistemas acuáticos utilizados como fuente principal de alimento proteico (peces), desarrollo de la actividad agrícola y pecuaria en sus riberas, medio para actividades domésticas como el lavado de ropa y actividades recreacionales[931], tal como se detalla a continuación:

- Los derrames de petróleo crudo al alcanzar los referidos cuerpos de agua limitaron el acceso a la pesca de especies como boquichico, carachama, bagre, lisa, entre otros, uno de los principales medios de subsistencia de las comunidades y pueblos indígenas[932].

- En las riberas de los ríos y quebradas alcanzadas por el petróleo crudo, los pobladores de las comunidades y pueblos indígenas realizan actividades agrícolas y pecuarias (agricultura y crianza pecuaria con bebedero en curso de agua afectado[933] y alimentación de pastos)[934]. De esta manera, se observó que el petróleo crudo alcanzó áreas agrícolas donde existían cultivos de plátano, cacao, entre otros, siendo algunos de éstos de autoconsumo[935], en un entorno donde la economía está basada principalmente en la agricultura a pequeña escala, siendo la actividad agrícola básicamente para el consumo familiar[936].

---

931 Páginas 226 y 227 del Informe N°135-2016-OEFA/DE-SDCA.

932 Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC del 19 de febrero del 2016 emitido por el Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura.

933 Informe N° 049-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA emitido el 21 de marzo del 2016 por la Dirección de Recurso Naturales y Medio Ambiente.

934 Página 227 del Informe N°135-2016-OEFA/DE-SDCA.

935 Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC del 19 de febrero del 2016 emitido por el Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura.

936 Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC del 19 de febrero del 2016 emitido por el Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura.

- Los ríos y quebradas son utilizados en tareas domésticas como el lavado de ropa y actividades recreacionales (nado y juegos de niños)[937].

1235. En el Informe N°005-2016-MINAM/VDERNB/EGONZALES, del 21 de marzo de 2016, se señala con respecto a los usos del río Marañón, río Morona y afluentes lo siguiente:

- El abastecimiento de agua para consumo humano de la zona se efectúa generalmente de los ríos Mayuriaga y Morona, a cuyas orillas se encuentran localizadas las zonas de asentamiento.

- El uso de recurso hidrobiológico se realiza en el río Morona, así como en cochas y quebradas, siendo la actividad pesquera (huasaco, palometa, entre otros) la principal actividad económica y de autoconsumo.

- Se realizan prácticas productivas agrícolas y pecuarias (agricultura y crianza pecuaria que consume agua de río), se tiene los cultivos primarios de la seguridad alimentaria como maíz, maní, sacha papa, yuca, plátano, que se desarrollan con pequeñas diferencias de tiempos que no superan el mes[938], ante lo cual de presentarse trazas de crudo en estos cultivos los pobladores quedan expuestos al contacto de este suelo con hidrocarburos.

- Se realiza comercio de huevos de quelonios "taricaya" por la presencia de playas que se forman durante la baja crecida del río Morona.

- Se usa el río para lavar ropa y bañarse.

1236. De lo descrito en párrafos precedentes queda evidenciado que las comunidades que se asientan en ambas márgenes del río Morona les dan diversas utilidades a los recursos ambientales (bióticos y abióticos) provenientes del mencionado río, siendo un uso de mayor importancia el de consumo humano, toda vez que estas comunidades presentan serias deficiencias en servicios básicos como el acceso al agua potable a través de sistemas de tratamiento para potabilización.

vi) <u>Sexto hecho probado:</u> Existe una interrelación de los hechos probados y el daño a la salud como estado completo de bienestar

1237. Durante el presente PAS ha quedado acreditada la ocurrencia de dos derrames de petróleo crudo en el marco de las operaciones de transporte realizadas por Petroperú en el ONP debido al incumplimiento de los compromisos establecidos en su PAMA. En ambos derrames se verificó la existencia de información que sustenta que el administrado no adoptó medidas de control y minimización, lo que conllevó la migración del hidrocarburo que alcanzó extensas áreas donde entró en contacto con el suelo, cuerpos de agua, vegetación y fauna.

1238. En ese contexto, el hidrocarburo derramado migró y alcanzó ríos que forman parte de la cuenca hidrográfica del rio Marañón. La interconexión existente entre los ríos y quebradas de esta cuenca favoreció que el petróleo crudo que era vertido en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP alcanzara la quebrada Inayo y discurra hacia los ríos Chiriaco y Marañón respectivamente. Asimismo, debido a la misma razón el derrame ocurrido a la altura del km 206+038 del ORN, llegó a la quebrada *sin nombre,*

---

937 Informe Situacional N° 00001-2016-INDECI/11.0, informe que sustenta la necesidad de Declaratoria del Estado de Emergencia por desastre por derrame de petróleo en varias localidades del distrito de Imaza de la provincia de Bagua en el departamento de Amazonas emitido por la Dirección de Respuesta del INDECI el 28 de febrero del 2016.

938 Informe N° 058-2016-MINAM/DVMDERN/DGDB del 22 de marzo del 2016.

así como a la quebrada Cashacaño alcanzando a los ríos Morona y Marañón, por ser sus afluentes.

1239. Los ríos y quebradas al entrar en contacto con el petróleo crudo se constituyeron en medios de transporte para que este alcance ecosistemas acuáticos y terrestres ocasionando su degradación directa e indirecta, debido a las acciones de desbroce de la vegetación impregnada con hidrocarburos, así como de la vegetación ubicada en áreas que serían destinadas a usos propios de las acciones de limpieza, descontaminación y manejo de residuos sólidos. De esta forma los derrames, así como las acciones posteriores desplegadas por el administrado alteraron la conservación y el uso sostenible de la diversidad biológica.

1240. La degradación de los ecosistemas acuáticos y terrestres conllevó que se limite el acceso a los servicios ecosistémicos por parte de los pobladores de las comunidades y pueblos indígenas que se encuentran asentados en las áreas de influencia de ambos derrames de petróleo crudo. Asimismo, esta situación restringió el acceso a las fuentes de alimento (derivados de las actividades de pesca y agricultura) y agua de la población, lo que además perturbó el normal desarrollo de sus actividades cotidianas durante los derrames, así como de manera posterior, mientras se desarrollaban las actividades de limpieza y descontaminación de las áreas afectadas.

1241. Durante el presente PAS se verificó que el petróleo crudo vertido al ambiente como consecuencia de ambos derrames alcanzó el entorno natural donde se desarrollan los miembros de las comunidades y pueblos indígenas, el mismo que les provee de sus fuentes de subsistencia y en el cual realizan sus actividades cotidianas. La confluencia de todos estos factores evidencia plenamente la existencia la proximidad de un detrimento en la salud de las personas, ya que los expone al contacto directo, alterna su entorno y los coloca ante la necesidad de afrontar de manera individual y colectiva con una situación crítica en un contexto donde carecen de condiciones básicas para su normal desenvolvimiento.

1242. Sin perjuicio de ello, debe resaltar que además de ese daño potencial a la salud de los pobladores y comunidades indígenas, ha quedado plenamente acreditado el daño real a la salud de las personas tanto a nivel del bienestar físico, como mental y social. En efecto, a nivel del bienestar físico se demostró la presencia de afecciones derivadas de la exposición al petróleo crudo, mientras, sino que a nivel mental y social se generó un estado de alerta y miedo, al ver su medio de subsistencia (tierra y ríos) afectados, impactando negativamente en la psique de los pobladores, perturbando el normal desarrollo de sus costumbres tradicionales, en un escenario donde el territorio no es solo un espacio geográfico, sino parte de su idiosincrasia y sustento de sus relaciones sociales como comunidad.

V. CORRECCIÓN DE LA CONDUCTA INFRACTORA Y/O DICTADO DE MEDIDAS CORRECTIVAS

V.1. Marco normativo para la emisión de medidas correctivas

1243. Conforme al Numeral 136.1 del Artículo 136° de la LGA, las personas naturales o jurídicas que infrinjan las disposiciones contenidas en la referida Ley y en las disposiciones complementarias y reglamentarias sobre la materia, se harán acreedoras, según la gravedad de la infracción, a sanciones o medidas correctivas[939].

---

939 **Ley N° 28611, Ley General de Ambiente.**
"Artículo 136°.- De las sanciones y medidas correctivas
136.1 Las personas naturales o jurídicas que infrinjan las disposiciones contenidas en la presente Ley y en las disposiciones complementarias y reglamentarias sobre la materia, se harán acreedoras, según la gravedad de la infracción, a sanciones o medidas correctivas.
(...)"

1244. En caso la conducta del infractor haya producido algún efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, la autoridad podrá dictar medidas correctivas, de conformidad a lo dispuesto en el numeral 22.1 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA y en el Numeral 251.1 del Artículo 251° del TUO de la LPAG[940].

1245. A nivel reglamentario, el Artículo 18° del RPAS[941] y el Numeral 19 de los Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA, aprobados por Resolución de Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD[942], establecen que para dictar una medida correctiva es necesario que la conducta infractora haya producido un efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas. Asimismo, el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA[943], establece que se pueden imponer las medidas correctivas que se consideren necesarias para evitar la continuación del efecto nocivo de la conducta infractora en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.

1246. Atendiendo a este marco normativo, los aspectos a considerar para la emisión de una medida correctiva son los siguientes:

a) Que se declare la responsabilidad del administrado por una infracción;
b) Que la conducta infractora haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; y,
c) Que la medida a imponer permita lograr la reversión, restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

1247. De acuerdo al marco normativo antes referido, corresponderá a la Autoridad Decisora ordenar una medida correctiva en los casos en que la conducta infractora haya ocasionado un efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; habida cuenta que la medida correctiva en cuestión

---

940 **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.**
"Artículo 22°.- Medidas correctivas
22.1 Se podrán ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas.
(...)".

Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS
"Artículo 251. -Determinación de la responsabilidad
251.1 Las sanciones administrativas que se impongan al administrado son compatibles con el dictado de medidas correctivas conducentes a ordenar la reposición o la reparación de la situación alterada por la infracción a su estado anterior, incluyendo la de los bienes afectados, así como con la indemnización por los daños y perjuicios ocasionados, las que son determinadas en el proceso judicial correspondiente. Las medidas correctivas deben estar previamente tipificadas, ser razonables y ajustarse a la intensidad, proporcionalidad y necesidades de los bienes jurídicos tutelados que se pretenden garantizar en cada supuesto concreto.
251.2 Cuando el cumplimiento de las obligaciones previstas en una disposición legal corresponda a varias personas conjuntamente, responderán en forma solidaria de las infracciones que, en su caso, se cometan, y de las sanciones que se impongan."

941 **Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.**
"Artículo 18°.- Alcance
Las medidas correctivas son disposiciones contenidas en la Resolución Final, a través de las cuales se impone al administrado una orden para revertir, corregir o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas".

942 **Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley N° 29325, aprobados por Resolución de Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD.**
"19. En esta sección se va a identificar las medidas correctivas que pueden ser ordenadas por el OEFA, teniendo en cuenta lo establecido en la Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente (en adelante, la LGA) y la Ley del SINEFA.
Resulta oportuno señalar que existen claras diferencias conceptuales entre las medidas correctivas y las sanciones administrativas. Las sanciones son medidas administrativas que afectan negativamente la esfera jurídica de los administrados infractores, y que tienen por objeto desincentivar la realización de conductas ilegales. Las sanciones pueden tener carácter monetario (v. gr. la multa) como no monetario (v. gr. la amonestación). Por su parte, las medidas correctivas tienen por objeto "revertir" o "disminuir en lo posible" el efecto nocivo de la conducta infractora; buscan corregir los efectos negativos de la infracción sobre el bien jurídico protegido; reponer el estado de las cosas a la situación anterior al de la comisión de la infracción. Como se observa, los fines de las sanciones y las medidas correctivas son distintos".

943 **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.**
"Artículo 22°.- Medidas correctivas
(...)
22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes:
(...)
f) Otras que se consideren necesarias para ***evitar la continuación del efecto nocivo*** *que la conducta infractora produzca o pudiera producir en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas".*
(El énfasis es agregado)

tiene como objeto revertir, reparar o mitigar tales efectos nocivos[944]. En caso contrario -inexistencia de efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas- la autoridad no se encontrará habilitada para ordenar una medida correctiva, pues no existiría nada que remediar o corregir.

1248. De lo señalado se tiene que no corresponde ordenar una medida correctiva si se presenta alguno de los siguientes supuestos:

a) Que, no se haya declarado la responsabilidad del administrado por una infracción;
b) Que habiéndose declarado la responsabilidad del administrado, la conducta infractora no haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas; y,
c) Que habiéndose declarado la responsabilidad del administrado y existiendo algún efecto nocivo al momento de la comisión de la infracción, este ya no continúa; resultando materialmente imposible[945] conseguir a través del dictado de la medida correctiva, la restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

1249. Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que en el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA, se establece que en los casos donde la conducta infractora tenga posibles efectos perjudiciales en el ambiente o la salud de las personas, la Autoridad Decisora puede ordenar acciones para evitar la continuación del efecto nocivo de la conducta infractora sobre el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas[946]. Para emitir ese tipo de medidas se tendrá en cuenta lo siguiente:

(i) El posible efecto nocivo o nivel de riesgo que la obligación infringida podría crear; y,
(ii) La medida idónea para evitar o prevenir ese posible efecto nocivo, de conformidad al principio de razonabilidad regulado en el TUO de la LPAG.

1250. De otro lado, en el caso de medidas correctivas consistentes en la obligación de compensar[947], estas solo serán emitidas cuando el bien ambiental objeto de protección ya no pueda ser restaurado o reparado. En este tipo de escenarios, se deberá analizar lo siguiente:

---

944 En ese mismo sentido, Morón señala que la cancelación o reversión de los efectos de la conducta infractora es uno de los elementos a tener en cuenta para la emisión de una medida correctiva. Al respecto, ver MORON URBINA, Juan Carlos. "Los actos-medida (medidas correctivas, provisionales y de seguridad) y la potestad sancionadora de la Administración". *Revista de Derecho Administrativo. Circulo de Derecho Administrativo*. Año 5, N° 9, diciembre 2010, p. 147, Lima.

945 **Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS**
*"Artículo 3°.- **Requisitos de validez de los actos administrativos***
Son requisitos de validez de los actos administrativos:
(...)
2. Objeto o contenido.- Los actos administrativos deben expresar su respectivo objeto, de tal modo que pueda determinarse inequívocamente sus efectos jurídicos. Su contenido se ajustará a lo dispuesto en el ordenamiento jurídico, debiendo ser lícito, preciso, posible física y jurídicamente, y comprender las cuestiones surgidas de la motivación.
(...)
Artículo 5°.- Objeto o contenido del acto administrativo
(...)
5.2 En ningún caso será admisible un objeto o contenido prohibido por el orden normativo, ni incompatible con la situación de hecho prevista en las normas; ni impreciso, obscuro o imposible de realizar".

946 **Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.**
*"**Artículo 19°.- Dictado de medidas correctivas***
Pueden dictarse las siguientes medidas correctivas:
(...)
ix) Acciones para evitar la continuación del efecto nocivo de la conducta infractora sobre el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.
(...)".

947 **Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.**
*"**Artículo 19°.- Dictado de medidas correctivas***
Pueden dictarse las siguientes medidas correctivas:
(...)
v) La obligación del responsable del daño de restaurar, rehabilitar o reparar la situación alterada, según sea el caso, y de no ser posible ello, la obligación a compensarla en términos ambientales y/o económicos.

(i) la imposibilidad de restauración o reparación del bien ambiental; y,
(ii) la necesidad de sustituir ese bien por otro.

V.1. Aplicación al caso concreto del marco normativo respecto de si corresponde dictar una medida correctiva

a) Hechos imputados N° 1 a 8 de la Tabla 9

1251. Conforme con el análisis seguido en la presente Resolución, se ha determinado lo siguiente:

- Petroperú no realizó las acciones de mantenimiento al km 440+781 del ONP, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó **daño potencial y real a la flora y fauna; así como daño potencial y real a la salud humana**; conductas que infringen el Artículo 24° de la LGA, el Artículo 15° de la Ley del SEIA, el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA, y el Artículo 8° del RPAAH; y,

- Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencia, lo cual ocasionó **daño potencial y real a la flora y fauna**; así como **daño potencial y real a la salud humana,** conductas que infringen el Artículo 66° del RPAAH.

1252. Sobre el particular, de la documentación que obra en el expediente, se advierte lo siguiente:

a.1. Respecto a las medidas de mantenimiento del PAMA del ONP

(i) Inspecciones geométricas

1253. La inspección geométrica consiste en el pase a través del oleoducto de un raspatubos electrónico, típicamente llamado "*caliper*" que se utiliza para medir las deformaciones de la tubería tales como las arrugas [948, 949], las cuales se asocian a la presencia de tensiones en la tubería.

1254. Asimismo, Petroperú en su Carta N° GOLE-139-2003, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de febrero de 2003 en el marco de su solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos", precisó que las inspecciones geométricas en el ONP se efectúan cada cinco (5) años[950].

---

[948] Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, el cual obra en el disco compacto ubicado en el folio N° 1425 del Expediente.

Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano
(...)
"4 Desarrollo
4.1 Metodologías de Inspección en ductos
(...)
4.1.1.1 Inspección Interna
Herramientas geométricas: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas)."
(...)

[949] Rubio Carlos y Obdulio Marrero, "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías", Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, pp.1.

[950] **Carta N° GOLE-139-2003, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de febrero de 2003.**
Carta respecto a la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 ° del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos" del ONP – Ramal Norte, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA

"ADJUNTO
Trabajos más relevantes desarrollados por Operaciones Oleoducto para preservar la integridad de la tubería

TRABAJOS	*REFERENCIA INFORME 26.11.2002 PETROPERU S.A. OLEODUCTO*	*PERIODICIDAD DE LOS TRABAJOS*

1255. En el presente caso, se ha determinado que la falla de la tubería del Km 440+781 del Tramo II del ONP se originó debido a un proceso denominado SSC cuya ocurrencia está condicionada a la presencia de tensiones en la tubería.

1256. De acuerdo a la documentación de los trabajos de mantenimiento realizados en la progresiva Km 440-781 del Tramo II del ONP, después del Derrame de Imaza, Petroperú presentó los registros de inspección visual, medición de espesores, radiografía industrial, trabajos estabilización en el km 440+781 del Tramo II del ONP y planos del trabajo de remplazo de la tubería en la progresiva citada, realizados en el mes de abril de 2017[951], sin embargo y como se ha verificado en la presente Resolución el administrado no ha logrado acreditar la ejecución de las inspecciones geométricas.

1257. Si bien el administrado indica haber realizado trabajos de liberación de tensión en el Km 440+781 del Tramo II del ONP, de las fotografías remitidas por el mismo[952], se advierte que la tubería presenta flexiones en su recorrido, los cuales son defectos geométricos de los ductos asociados a tensiones.

1258. En tal sentido, considerando que i) el administrado no ha acreditado la inspección geométrica en el Km 440+781 Tramo II del ONP; que, ii) la falla de la tubería fue causada por el fenómeno denominado SSC cuya ocurrencia se debe a la presencia de tensiones en la tubería; y que, iii) las inspecciones geométricas permiten detectar defectos asociados a la presencia de tensiones en la tubería y a realizar acciones correctivas; se concluye que amerita el dictado de una medida correctiva por cuanto se desconoce la presencia de defectos geométricos asociados a tensiones en la tubería, los cuales pueden desencadenar el fenómeno de SCC.

1259. En consecuencia, considerando que el administrado no ha corregido los efectos de la conducta infractora y en virtud de lo establecido en el Artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de la siguiente medida correctiva:

Tabla N° 105. Medida Correctiva

Hecho imputado	Medida Correctiva		
	Obligación	**Plazo de cumplimiento**	**Forma y plazo para acreditar el cumplimiento**
Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna; y, daño potencial y real a la salud humana, respecto de la medida de mantenimiento referida a inspecciones geométricas.	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspatubos inteligente del Km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan efectuar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos.	En un plazo no mayor de doscientos doce (212) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución Directoral.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico con los resultados de la inspección geométrica en el Km 440+781 del Tramo II del ONP, que incluya el registro de inspección (raw data) que muestre el recorrido de la herramienta geométrica en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.

8. Inspección del Derecho de Vía	*Pág. 15, 16 y 25*	*ANUAL*

951 Folio 476 del Expediente.
952 Informe de mantenimiento del derecho de vía sector KM. 440+781 que obra en el folio 476 del Expediente.

1260. La medida correctiva tiene como finalidad que el administrado cumpla con realizar de la medida de mantenimiento descrita en la tabla, a fin de identificar posibles tensiones externas que puedan efectuar la integridad del ducto, que en combinación con otros factores desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos. Por ello, se considera que la inspección geométrica, permitirá identificar posibles tensiones externas en el el km 440+781 del Tramo II del ONP y realizar acciones conducentes a mitigar dicha tensión.

1261. A efectos de determinar del plazo de la medida correctiva se ha considerado como referencia las bases técnicas del contrato N° 4100002862 por el "*Servicio de Inspección con Raspatubo Calibrador de Espesores del Tramo II (Estación 5 – Terminal Bayóbar) del Oleoducto Norperuano*"[953], el cual considera un plazo de ejecución de doscientos sesenta y un (261) días calendarios, equivalente a 187 días hábiles. Sin embargo, a ello debemos sumar los tiempos de gestión que se debe llevar a cabo a fin de contratar el servicio, por tanto, debemos adicionar veinticinco días (25) hábiles adicionales, siendo un total de doscientos doce (212) días hábiles.

1262. Finalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles adicionales para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de la medida correctiva ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

(ii) Inspecciones visuales sobre el DDV

1263. Conforme a lo señalado previamente, la finalidad de las inspecciones visuales del DDV es detectar defectos externos de la tubería (abolladuras, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) y situaciones anómalas en el DDV tales como erosiones, asentamiento y deslizamientos del DDV entre otros[954]. Este compromiso es relevante toda vez que a partir de la información que el administrado recabe producto de estas inspecciones estará en condiciones de determinar las medidas de reparación en el ONP para prevenir derrames.

1264. Asimismo, Petroperú en su Carta N° GOLE-139-2003, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de febrero de 2003 en el marco de su solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos", precisó que las inspecciones del DDV del Oleoducto Norperuano se efectúan con una periodicidad anual[955].

1265. En el presente caso, se ha determinado que la falla de la tubería del Km 440+781 del Tramo II del ONP se originó debido a un proceso denominado SCC cuya ocurrencia estuvo condicionado a la presencia de defectos en el revestimiento en la tubería,

---

953 Servicio Electrónico de Contrataciones del Estado: "Servicio de Inspección con Raspatubo Calibrador de Espesores del Tramo II (Estación 5 – Terminal Bayóvar) del Oleoducto Norperuano", consultado en:
http://prodapp2.seace.gob.pe/seacebus-uiwd-pub/fichaSeleccion/fichaSeleccion.xhtml
Fecha de consulta:03.06.2019

954 Escrito de descargos s/n, recibido el 11 de octubre de 2018 con registro de Hoja de Trámite N° 2018-E01-083025, que obra en el folio 558 del Expediente.
(...)
"En el caso de las inspecciones del derecho de vía, se buscan reportar eventos anómalos tales como lavaduras en cruce con quebradas, erosión, asentamiento y deslizamiento del derecho de vía, erosión en cruces aéreos, tubería expuesta, derrumbe sobre el derecho de vía, falta de aislamientos en soportería, daños en el recubrimiento en tramos aéreos de tubería e interfaces aero-enterradas, asentamientos humanos próximos al derecho de vía entre otros. Lo anterior implica que se debe hacer el recorrido completo al derecho de vía y reportar eventos críticos detallando la progresiva en la cual se encuentran. Las progresivas
que no presenten condiciones críticas no se reportan en una inspección del derecho de vía."

955 **Carta N° GOLE-139-2003, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de febrero de 2003.**
Carta respecto a la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 ° del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos" del ONP – Ramal Norte, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA

"ADJUNTO
Trabajos más relevantes desarrollados por Operaciones Oleoducto para preservar la integridad de la tubería

TRABAJOS	*REFERENCIA INFORME 26.11.2002 PETROPERU S.A. OLEODUCTO*	*PERIODICIDAD DE LOS TRABAJOS*
8. Inspección del Derecho de Vía	*Pág. 15, 16 y 25.*	*ANUAL*

sumado a tensiones, que pueden devenir de como erosiones, asentamiento y deslizamientos del DDV pueden ser advertidos mediante las inspecciones visuales en el DDV.

1266. De acuerdo a la documentación de los trabajos de mantenimiento realizados en la progresiva del Km 440+781 del Tramo II del ONP después del derrame de Imaza[956], Petroperú efectuó el remplazo de la tubería en la progresiva citada en el mes de abril 2017.

1267. Asimismo, indicó que en el mes de noviembre 2016 habilitó banquetas para estabilizar el terreno del Km 40+781 del Tramo II del ONP y realizó la excavación del DDV para liberar la tensión de la tubería.

1268. Sin embargo, se advierte que en el primer control topográfico del desplazamiento de la tubería se aprecia que en el lapso de 35 días se ha registrado movimientos laterales y hundimiento en diverso grado de la tubería; y que, están pendiente de ejecución el reforzamiento de la estabilización de suelos, el monitoreo de la tubería y de la ladera del cerro, entre otros[957].

1269. Por lo que, corresponde medida correctiva en el sentido de implementar un sistema de monitoreo y control de deslizamientos de terrenos en la zona del Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP con la finalidad de detectar situaciones de deslizamiento y asentamiento del terreno que puedan someter la tubería a tensiones, la cual es un factor del fenómeno del SCC para que el administrado pueda tomar las medidas de reparación a fin de evitar derrames. Así también, dicho monitoreo involucra la verificación del estado del recubrimiento[958] de dicha progresiva.

1270. Considerando que han transcurrido más de veinticuatro (24) meses desde la ejecución de los citados trabajos por lo cual resulta necesario que Petroperú efectúe la inspección del DDV en el Km 440+781 del Tramo II del ONP, para detectar la presencia de defectos externos en las tuberías y eventos anómalos en el DDV a efectos de adoptar las medidas de reparación correspondiente en las situaciones que corresponda para evitar la ocurrencia de derrames.

1271. Por tanto, se concluye que amerita el dictado de una medida correctiva en el extremo referido a las inspecciones visuales del DDV en el Km 440+781 del Tramo II del ONP en la medida que el administrado no ha acreditado haber efectuado la inspección visual del DDV, con una frecuencia anual, cuya finalidad es detectar la presencia de defectos externos en la tubería y eventos anómalos en el DDV a efectos de adoptar las medidas de reparación correspondiente para evitar la ocurrencia de derrames.

1272. En consecuencia, considerando que el administrado no ha corregido los efectos de la conducta infractora y en virtud de lo establecido en el Artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de la siguiente medida correctiva:

Tabla N° 106. Medida Correctiva

Hecho Imputado	Medida Correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento

956 Anexo 1.F del escrito de descargos al inicio.

957 Folio 476 del Expediente.

958 Ítem 1.1. del numeral 1 del Acta de Supervisión del 10 al 13 de octubre del 2017.
Durante las acciones de supervisión del 10 al 13 de octubre del 2017, la Dirección de Supervisión verificó que la tubería en el Km 440+781 del Tramo II del ONP cuenta con revestimiento epóxido.

Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna; y, daño potencial y real a la salud humana, respecto de la medida de mantenimiento referida a inspecciones visuales sobre el DDV.	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del Km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería.	En un plazo no mayor de sesenta (60) días días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución Directoral.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico que comprenda lo siguiente: - Los métodos y equipos usados, las mediciones de control topográfico, el cuadro comparativo de las mediciones con registros anteriores, resultados de la inspección del revestimiento registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.

1273. La medida correctiva tiene como finalidad que el administrado cumpla con realizar de la medida de mantenimiento descrita en la Tabla, a fin de identificar posibles desplazamientos de terrenos y verificar el estado del recubrimiento puedan afectar la integridad del ducto y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos. Por ello, se considera que los referidos monitoreos permitirán identificar riesgos y realizar acciones conducentes a mitigar.

1274. A efectos de determinar del plazo de la medida correctiva se ha considerado como referencia como referencia el servicio[959] "Contratación del servicio de consultoría de mecánica de suelos y estabilidad de taludes para el PTAR y rap-01 de Challhuahuacho", el cual considera como plazo cuarenta y cinco (45) días calendarios, siendo un equivalente a treinta y cinco (35) días hábiles aproximadamente, sin embargo a ello debemos sumar los tiempos de gestión que se debe llevar a cabo a fin de contratar el servicio, debemos adicionar veinticinco días (25) hábiles adicionales, siendo un total de sesenta (60) días hábiles.

1275. Finalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles adicionales para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de la medida correctiva ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

(iii) <u>Monitoreo de los potenciales de protección catódica</u>

1276. Conforme a lo señalado previamente, cuando los potenciales de protección catódica están fuera de valores deseados, pueden indicar un deterioro en el revestimiento de la tubería con lo cual el metal de la tubería está en contacto con el ambiente; que el sistema de protección catódica está deteriorando el revestimiento con el subsecuente contacto del metal con el ambiente, entre otros.

---

959 tauracion&f=false
[Última Consulta: 28 de mayo de 2019]
CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE CONSULTORIA DE MECÁNICA DE SUELOS Y ESTABILIDAD DE TALUDES PARA EL PTAR Y RAP-01 DE CHALLHUAHUACHO", consultado en:
https://zonasegura.seace.gob.pe/documentos/mon/docs/contratos/2017/200025/3499044271220171907748.pdf
fecha de consulta:28.05.2019.

1277. De acuerdo al PAMA del ONP, se precisó que el monitoreo de los potenciales de protección catódica del Tramo II del ONP se debe efectuar con una periodicidad cada seis meses[960].

1278. En el presente caso, se ha determinado que la falla de la tubería del Km 440+781 del Tramo II del ONP se originó debido a un proceso denominado SSC cuya ocurrencia está condicionada, entre otros factores, al contacto del metal de la tubería del ambiente.

1279. Por tanto, se advierte que el monitoreo de los potenciales de protección catódica permite alertar de situaciones en las cuales el metal de la tubería podría entrar en contacto con el ambiente, lo cual es uno de los factores que originan el fenómeno del SSC

1280. En su escrito de descargos al inicio, el administrado adjuntó el documento "*ADJUNTO 1. Caso Km 440+781 del Tramo II del ONP. 1- Registro de Inspección de Sistema de* Protección *Catódica*". De la revisión de dicho documento se aprecia que el monitoreo de los potenciales de protección catódica fue efectuado en el mes de enero de 2016.

1281. En tal sentido, considerando que han transcurrido más de veinticuatro (24) meses desde que se remplazó la tubería en la progresiva del Km 440+781 del Tramo II del ONP en abril de 2017; que, según el PAMA del ONP, los monitoreos de potenciales deben efectuarse con una frecuencia semestral; y que, de la información remitida por el administrado, la tubería reparada se encuentra soportada sobre tacos de madera y parcialmente enterrada y sumergida; se concluye que el administrado debe efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica a efectos de verificar si los potencial de protección catódica indican que requiere aislar la tubería del contacto con el ambiente; a efecto prevenir la ocurrencia del SCC.

1282. En consecuencia, considerando que el administrado no ha corregido los efectos de la conducta infractora y en virtud de lo establecido en el Artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de la medida correctiva:

Tabla N° 107. Medida Correctiva

Hecho imputado	Medida Correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño	Petróleos del Perú – Petroperú S.A., deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento.	En un plazo no mayor de cincuenta (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución Directoral.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico con los resultados del monitoreo en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

960 **Carta N° GOLE-139-2003, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de febrero de 2003.**
Carta respecto a la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 " del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental "Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos" del ONP – Ramal Norte, aprobado mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA

"ADJUNTO

Trabajos más relevantes desarrollados por Operaciones Oleoducto para preservar la integridad de la tubería

TRABAJOS	*REFERENCIA INFORME 26.11.2002 PETROPERU S.A. OLEODUCTO*	*PERIODICIDAD DE LOS TRABAJOS*
9. Monitoreo de los Potenciales de Protección Catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa.	*Pág. 10, 11, 15 y 26.*	*Estas actividades se realizan cada SEIS MESES en el ONP y de manera ANUAL en el ORN:*

potencial y real a la flora y fauna; y, daño potencial y real a la salud humana, respecto de la medida de mantenimiento referida a monitoreo de los potenciales de protección catódica.			Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usados, calificación técnica del inspector, resultados de medición de potenciales de protección catódica, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.

1283. La medida correctiva tiene como finalidad que el administrado cumpla con realizar de la medida de mantenimiento descrita en la Tabla, a fin de identificar posibles defectos en el revestimiento que puedan desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos. Por ello, se considera que los referidos monitoreos permitirán identificar riesgos y realizar acciones conducentes a mitigar.

1284. A efectos de determinar del plazo de la medida correctiva se ha considerado como referencia el servicio "*Monitoreo e Inspección del Sistema de Protección* catódica *en los Tramos I y II del ONP y ORN*"[961], el cual considera un plazo de ejecución de 104 días calendarios para los tres tramos, siendo un tiempo proporcional 35 días calendarios para el Tramo II, equivalente a 25 días hábiles. Sin embargo, a ello debemos sumar los tiempos de gestión que se debe llevar a cabo a fin de contratar el servicio, debemos adicionar veinticinco días (25) hábiles adicionales, siendo un total de cincuenta (50) días hábiles.

1285. Finalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles adicionales para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de la medida correctiva ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

(iv) Resistencia eléctrica del terreno

1286. Conforme a lo señalado previamente, la medición de la resistencia eléctrica del terreno tiene por finalidad determinar el grado de corrosividad del suelo en cada sector por donde pasa el ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería y de esa forma prevenir la corrosión externa[962-963].

1287. En el presente caso, se ha determinado que la falla de la tubería del Km 440+781 del Tramo II del ONP se originó debido a un proceso denominado SCC cuya ocurrencia está sujeta, entre otros factores, al contacto del metal de la tubería con un medio ambiente corrosivo (suelo).

---

961 Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. "Monitoreo e Inspección del Sistema de Protección catódica en los Tramos I y II del ONP y ORN", consultado en:
https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/2377-v9Vp6Sh4Pm7Zq6Y.pdf
Fecha de consulta:03.06.2019

962 Folio 573 (reverso) del Expediente.

963 **Carta N° GOLE-881-2002, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de noviembre del 2002.**
Respuesta a la Observación N° 3 del Informe N° 238-2002-DGAA/OAR respecto de la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"***Observación N° 3:***
La empresa debe presentar una justificación técnica que garantice la implementación de un sistema preventivo que permita determinar las posibles fallas del oleoducto por un sistema correctivo de implementación de sensores y válvulas que se planteó en el PAMA.

Operaciones Oleoducto cuenta con un Sistema Preventivo Integral para la detección de fugas de la tubería. A continuación, se describe dicho sistema:
(…)
2.0 ACCION PREVENTIVA CONTRA FUGAS
(…)
2.1 Acciones de Inspección y monitoreo. -
(…)
- *Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno para la prevención de la corrosión externa del oleoducto. El monitoreo es realizado por una compañía especializada."*

1288. El fenómeno de "*SSC*" es una función del acero susceptible, un esfuerzo de tensión y un ambiente o entorno que favorezca la corrosión[964]. En tal sentido, resulta relevante conocer el grado de corrosividad del suelo por donde pasa la tubería a efectos de determinar el medio más adecuado para protegerla.

1289. De acuerdo a la información revisada de los escritos con Registro N° 84098 presentado a esta Dirección el 17 de noviembre del 2017 y Registro N° 90200 del 15 de diciembre de 2017 (Plan Maestro de mantenimiento de 2010-2015), y escritos posteriores se advierte, que el administrado no adjunto información alguna relacionada con la ejecución de este compromiso del PAMA del ONP.

1290. En tal sentido, considerando que han transcurrido más de veinticuatro (24) meses desde que se remplazó la tubería en la progresiva del Km 440+781 del Tramo II del ONP en abril de 2017; que, según el PAMA del ONP, los monitoreos de la resistencia del terreno deben efectuarse con una frecuencia semestral; y que, de la información remitida por el administrado, la tubería reparada se encuentra soportada sobre tacos de madera y parcialmente enterrada y sumergida; se concluye que el administrado debe efectuar el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno a efectos de determinar el grado de agresividad que posee el suelo; a efecto de verificar que la protección externa es la adecuada y prevenir la ocurrencia del SCC.

1291. En consecuencia, considerando que el administrado no ha corregido los efectos de la conducta infractora y en virtud de lo establecido en el Artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de la medida correctiva:

Tabla N° 108. Medida Correctiva

Hecho imputado	Medida Correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna; y, daño potencial y real a la salud humana, respecto de la medida de mantenimiento referida a monitoreo de resistencia eléctrica del terreno.	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería.	En un plazo no mayor de cincuenta (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución Directoral.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico con los resultados monitoreo en el km 440+781 del Tramo II del ONP. Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usado, calificación técnica del inspector, resultado de la medición de la resistencia eléctrica del terreno, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.

1292. La medida correctiva tiene como finalidad que el administrado cumpla con realizar de la medida de mantenimiento descrita en la Tabla, a fin de identificar si el nivel de protección adecuado para la tubería. Por ello, se considera que los referidos monitoreos permitirán identificar riesgos y realizar acciones conducentes a mitigar.

964 Folio 381 y 395 del expediente.

1293. A efectos de determinar del plazo de la medida correctiva se ha considerado como referencia el servicio "*Monitoreo e Inspección del Sistema de Protección* catódica *en los Tramos I y II del ONP y ORN*" [965], el cual considera un plazo de ejecución de 104 días calendarios para los tres tramos, siendo un tiempo proporcional 35 días calendarios para el Tramo II, equivalente a 25 días hábiles. Sin embargo, a ello debemos sumar los tiempos de gestión que se debe llevar a cabo a fin de contratar el servicio, debemos adicionar veinticinco días (25) hábiles adicionales, siendo un total de cincuenta (50) días hábiles.

1294. Finalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles adicionales para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de la medida correctiva ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

a.2. Respecto a la limpieza de sedimentos y monitoreos de TPH

1295. El administrado remitió el 29 de diciembre del 2017, la Carta SEHS-JAAM-1397-2016, que adjunta la "Evaluación de la Recuperación de las Áreas afectadas por los Derrames de Petróleo, ocurridos en los Km 440+781 y Km 206+035 del ONP", en los que la consultora ERM refirió que producto del monitoreo de agua efectuado en el km 440+781 y sus áreas afectadas, no se reportaron concentraciones por encima del LD, por lo que se cumplen los ECAcategoría 3 (Aguas para Riego Tallo Alto y Bajo) y categoría 4 (Ríos de la Selva) y categoría 1- AI (Aguas que pueden ser potabilizadas con desinfección).

1296. Al respecto la DS llevó a cabo una supervisión especial del 10 al 13 de octubre del 2016 en la que concluyó lo siguiente:

- Durante el desarrollo de la supervisión se hizo un recorrido desde el punto "cero" (Km 440+781) del Tramo II del ONP, pasando por la quebrada sin nombre, hasta llegar al punto de confluencia de ésta con la quebrada Inayo, y desde aquel punto hasta la desembocadura al rio Chiriaco, realizándose un recorrido de 5,880 m aproximadamente.

- En todo el trayecto de la quebrada Chiriaco, se observó peces del tipo bagres, carachamas, juasaco, mojarras, entre otros. Así también, se visualizó una serie de meandros en este sector de la quebrada, cuyo ancho varía entre los 7 m a 4 m. En ambos márgenes de la quebrada se observóabundante vegetación.

- Se evidenció que las áreas que fueron empleadas como zonas de acopio de material contaminado estaban cubiertas con vegetación, así como con plantaciones de plátano y pastizales de pastoreo de ganado.

- Se efectuó un monitoreo de calidad de agua superficial, cuyos resultados del monitoreo de agua, no superan los valores establecidos en el ECA Agua, Categoría 3 - D1, en los once (11) puntos de muestreo de agua superficial.

- Las concentraciones del parámetro TPH no superaron los valores establecidos en el ECA Agua, Categoría 4-E2, correspondiente a todos los puntos de muestreo de agua. Asimismo, las concentraciones de Aceites y Grasas en todos los puntos de muestreo no superan los valores establecidos en el ECA Agua, Categoría 3-D1.

---

965 Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. "Monitoreo e Inspección del Sistema de Protección catódica en los Tramos I y II del ONP y ORN", consultado en:
https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/2377-v9Vp6Sh4Pm7Zq6Y.pdf
Fecha de consulta:03.06.2019

- En la quebrada Inayo existe diversidad de peces, las más abundantes fueron la Mojarra (Bujurquina syspilus), la Sardina (Triportheus sp) y el Chojo (Crenicichia sp.), lo cual podría indicar la recuperación paulatina de las comunidades de peces en la quebrada la cual está sujeta a las condiciones hidráulicas, morfológicas, físicas y químicas del medio.

1297. No obstante, de acuerdo con el Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID, en nueve (9) de los veintinueve (29) puntos de muestreo de sedimento, llevado a cabo dede el 10 al 13 de octubre del 2017, se identificó nueve (9) puntos que presentan concentración de TPH con cadena de carbono (C5-C40) que superaron los valores establecidos en la Guia de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000, Valor Óptimo de la Guía[966].

1298. A continuación, se detalla la ubicación de los nueve (9) puntos de sedimentos que superaron el valor óptimo de la guía de los países Bajos (valor óptimo 50 mg/Kg PS) y los valores respectivos de porcentaje en exceso de estos:

Tabla N° 113: Puntos de muestreo

Punto de monitoreo	Ubicación y excedencia
148,7,Km440+781-1	Ubicado en el rio Chinaco (margen izquierdo), a 5 metros aproximadamente aguas abajo de la confluencia con la quebrada Inayo. (valor encontrado: 311 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 522%.
148,7,Km440+781-2	Ubicado en la desembocadura de la quebrada Inayo aproximadamente a 10 metros antes de su confluencia con el río Chiriaco. (valor encontrado: 297 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 494%.
148,7,Km440+781-3	Ubicado en la quebrada Inayo aproximadamente a 30 metros antes de su confluencia con el rio Chiriaco. (valor encontrado: 337 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 574%.
148,7,Km440+781-6	Ubicado en la quebrada Inayo a 640 metros aproximadamente aguas abajo del puente Inayo I!. (valor encontrado: 162 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 224%.
148,7,Km440+781-8	Ubicado en la quebrada Inayo, a 100 metros aproximadamente agua arriba del puente Inayo II. (valor encontrado: 545 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 990%.
148,7,Km440+781-9.	Ubicado en la quebrada Inayo, a 320 metros aguas abajo de la represa de la quebrada Inayo. (valor encontrado: 558 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 1016%.
148,7,Km440+781-13.	Ubicado en la quebrada Inayo, a 30 metros aproximadamente aguas arriba de la represa de la quebrada Inayo. (valor encontrado: 145 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 190%.
148,7,Km440+781-14	Ubicado en la quebrada Inayo, a 70 metros aproximadamente aguas arriba de la represa de la quebrada Inayo. (valor encontrado: 415 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 730%.
148,7,Km440+781-16.	Ubicado en la quebrada Inayo, a 120 metros aproximadamente aguas arriba de la represa de la quebrada Inayo. (valor encontrado; 161 mg/Kg PS). Porcentaje de exceso con respecto al valor óptimo: 222%.

1299. Sobre el particular, la DS refirió en el Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID que los excesos detectados de TPH se deberían a que el petróleo alcanzó los sedimentos por la absorción (o la adhesión) de hidrocarburos de petróleo disueltos y pequeñas gotitas de petróleo por partículas; y cuya presencia en la superficie del cuerpo de agua impide la entrada de luz y el intercambio gaseoso, dando comienzo a la solubilización de compuestos hidrosolubles y a la afección de diferentes poblaciones[967].

1300. En virtud a lo expuesto, la DS concluyó en el precitado informe, que el proceso de remediación efectuada por el administrado no fue eficiente en su totalidad, ya que en

---

966 Los nueve (9) de los veintinueve (29) puntos de muestreo son: 148,7,Km440+781-1: 148,7,Km440+781-2: 148,7,Km440+781-3: 148,7,Km440+781-6: 148,7,Km440+781-8; 148,7,Km440+781-9: 148,7,Km440+781-13; 148,7,Km440+781-14 y 148,7,Km440+781-16.

967 Como plancton, macroinvertebrados y bentos.

nueve (9) puntos de muestreo de sedimentos se identificó que las concentraciones de TPH exceden el valor óptimo de la Guía de los Países Bajos, entre 190% a 1016%.

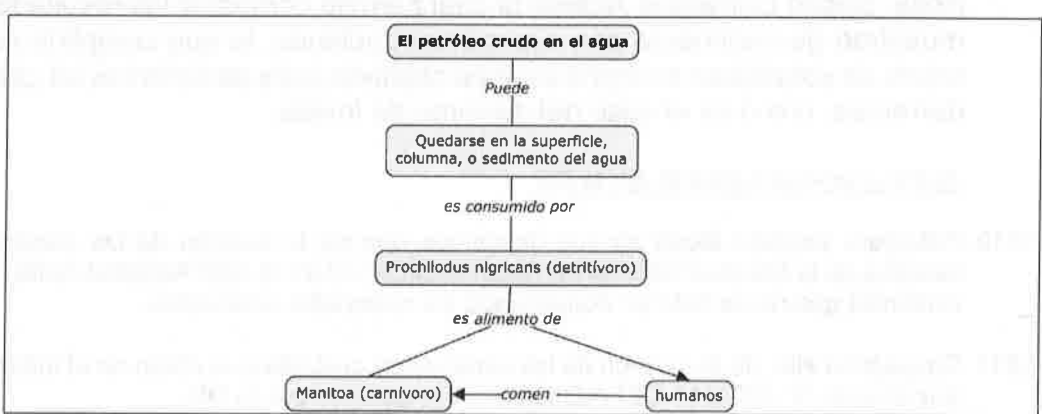
1301. A su vez, en el IFI, la SFEM propuso como propuesta de medida correctiva que Petroperú realice el monitoreo de hidrocarburos de petróleo para el componente sedimento, a fin de verificar la degradación del mismo en los sedimentos detectados durante la supervisión de octubre del 2017 al área afectada por el derrame de Imaza.

Sobre el riesgo de los sedimentos para la salud humana

1302. Petroperú cuestionó en sus descargos que para que la medida planteada referida a sedimentos fuera procedente, el OEFA tendría que demostrar que las concentraciones residuales de TPH presente en los sedimentos en el escenario post-remediación constituyen un riesgo pora el ambiente y la salud humana.

1303. Al respecto, la presencia de TPH afecta a microorganismos bentónicos, evita la colonización de invertebrados, ocasiona trastornos neurosensoriales, anomalías de comportamiento y desarrollo y daños letales, generando un riesgo para el individuo de una especie y para la cadena alimenticia del hombre, debido a la interelación qu existe con el entorno, como se evidencial del siguiente gráfico:

Gráfico N° 12



Elaboración: DFAI.

1304. Cabe advertir que la prescencia de PAH en peçes fue reportado en el "Informe Final de Actividades de Cierre del Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el Km 440 + 781 del Oleoducto Norperuano", el cual describe el monitoreo de fauna realizado del 3 al 8 de abril del 2016, y del 25 al 29 del 2016, en donde se reportó que la especie detrítivora *Prochilodus nigricans* de la estación HB17 sobrepasó los límites de detección con 0.009 mg/kg de PAH[968]:

1305. Conforme a lo indicado, en tanto la DS detectó del 10 al 13 de octubre del 2017, que en nueve (9) puntos de muestreo de sedimentos se presentan concentraciones altas de TPH, se verifica que los peces de la quebrada Inayo pueden alimentarse de este sedimento, quedando el PAH dentro de la cadena trófica. Esto verifica las ruta de exposición y la potencial afectación que tienen los peces sobre el petróleo crudo.

968 La muestra fue tomada a 2.1 km aguas arriba del Área de Potencial Interés - API.

1306. En ese sentido, de la información remitida por Petroperú se acredita que la presencia de TPH constituye un riesgo para el el componente hidrobiológico que puede ser consumido por el ser humano.

Sobre que no existe un ECA para sedimentos ni una norma internacional aprobada por el MINAM

1307. Petroperú en sus descargos indicó que no existe un Estándar de Calidad Ambiental para sedimentos ni una norma internacional de referencia aprobada por MINAM sobre la cual se permita concluir que la mera presencia de TPH en sedimentos en un escenario post remediación constituya un riesgo para el ambiente o la salud humana.

1308. Asimismo se tiene que el MINAM, mediante el Informe N° 00242-2018-MINAM/VMGA/DGCA/DCAE indicó que si bien los objetivos de las actividades de limpieza, remediación y reconstruccción de cualquier área afectada son cualitativos, se deben incluir criterios claros y verificables sobre los mismos, incluyendo las concentraciones objetivo de remediación de los componentes ambienteales, incluyendo concentraciones objetivo para sedimentos en caso de derrames; ello en aplicación de la segunda disposición complementaria de la LGA.

1309. Al respecto, debe señalarse que actualmente existe la norma Atlantic RBCA (Risk- Based Corrective Action) la cual permite comparar los resultados de muestreo de sedimento con sus concentraciones, la que cumpliría con el criterio de establecer concentraciones objetivas para sedimentos en caso de derrames, como es el caso del derrame de Imaza.

Sobre el envase utilizado por la DS

1310. Petroperú también alegó en sus descargos que de la revisión de las cadenas de custodia de la DS en el Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID, no se evidenció que no se habrían considerado los materiales adecuados.

1311. Respecto a ello, de la revisión de las cadenas de custodia que obran en el Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID, se tiene que la DS:

- utilizó botellas de vidrio y el laboratorio lo aprobó en todas las opciones de "Condiciones de Recepción (muestras)"[969]. Respecto al tipo de recipiente, además, se siguió el método de ensayo EPA Method 8015C. Rev. 3 (2007)[970];
- utilizó una combinación las guías de muestreo: i) Método para la colecta, almacenamiento y manipulación de sedimentos para análisis químicos y toxicológicos: y, Manual Técnico. Elaborado por United Stated Enviromental Protection Agency – EPA (2001) y Sediment Sampling SOP#16, elaborado por United Stated Enviromental Protection Agency – EPA[971].

1312. Por lo tanto, quedan desvirtuadas los descargos de PETROPERÚ, dado que la DS utilizó una guía de muestreo de sedimento con los materiales adecuados para que los resultados de las muestras sean objetivos.

1313. Conforme a lo expuesto, dado que los TPH son compuestos carcinogénicos, su presencia en el ambiente es letal, tanto para las personas como para la fauna

[969] Páginas 71 y 72 del "Anexo del Informe de Supervisión N°03-2018-OEFA/DSEM-CHID".

[970] Página 53 del "Anexo del Informe de Supervisión N°03-2018-OEFA/DSEM-CHID".

[971] Página 19 del "Anexo del Informe de Supervisión N°03-2018-OEFA/DSEM-CHID".

hidrológica. Asimismo, las iridiscencias reducen el nivel de oxígeno del agua y, en consecuencia, afectan a la flora y fauna acuática, produciéndose así un efecto nocivo potencial para el medio ambiente.

1314. Por este motivo, al haberse verificado un efecto nocivo concreto provocado por el derrame de Imaza, en virtud de lo establecido en el artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de las siguientes medidas correctivas:

Tabla N° 109: Medida correctiva

Conducta Infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
- Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna, y potencial y real a la salud humana. - Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora y fauna, y potencial y real a la salud humana.	Petróleos del Perú deberá acreditar la limpieza de las áreas de los puntos de muestreo 148,7,Km440+781-1, 148,7,Km440+781-2, 148,7,Km440+781-3, 148,7,Km440+781-6, 148,7,Km440+781-8, 148,7,Km440+781-9, 148,7,Km440+781-13, 148,7,Km440+781-14, 148,7,Km440+781-16.	En un plazo no mayor de noventa (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución Directoral.	En un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva, deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, un informe técnico que detalle lo siguiente: - Acciones de limpieza las áreas de los puntos de muestreo señalados. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas.
	Petróleos del Perú deberá acreditar la implementación del monitoreo de sedimentos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en los puntos precedentes, durante las épocas de variante y de creciente posteriores a la conclusión de las actividades de limpieza.		Luego de concluidas las actividades de limpieza, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA lo siguiente: - Un informe de monitoreo de suelos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en la presente tabla, realizado luego de ciento ochenta (180) días naturales, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de las actividades de limpieza. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de

			monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas; - Un informe de monitoreo de suelos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en la presente tabla, realizado luego de ciento ochenta (180) días naturales, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de las actividades de limpieza. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de agua y suelo que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas.

1315. Dicha medida correctiva tiene como finalidad prevenir que las concentraciones de PAH ingresen a la cadena trófica y alteren negativamente a los organismos hidrobiológicas, que a su vez pueden ser consumidos por el ser humano.

1316. Para efectos de fijar un plazo razonable para el cumplimiento de la medida correctiva, referida a las actividades de limpieza, se ha tomado como referencia los plazos del "*Servicio Complementario de Limpieza y Remediación Ambiental en la Contingencia del Km 82+460 del Tramo I del ONP*" [972], el cual considera como plazo treinta y siete (37) días calendarios, siendo un equivalente a veinte y cinco (2) días hábiles aproximadamente.

1317. Adicionalmente, al plazo mencionado en el párrafo anterior debe agregarse el tiempo necesario para la gestión de contratación del servicio, por lo que se ha adicionado veinticinco días (25) hábiles adicionales al plazo de cumplimiento, lo cual suma un total de cincuenta (50) días hábiles.

a.3. <u>Respecto a la comunicación de las actividades de rehabilitación en las localidades incluidas en la declaratoria de emergencia producto del derrame de petróleo en el km 440+781 del Tramo II del ONP</u>

1318. Mediante su escrito de descargos al IFI, Petroperú señala que la medida correctiva propuesta en el IFI, referida a acreditar que las zonas afectadas acceden actualmente a los servicios ecosistémicos que gozaban antes de producirse el derrame de Imaza no ha sido adecuadamente motivada, toda vez que dicha solicitud constituye medida un requerimiento de información y no una medida correctiva[973].

1319. No obstante, mediante la Carta SEHS-JAAM-1397-2016, Petroperú remitió el "Servicio Técnico Especializado de Evaluación y Social de las Áreas afectadas por el derrame ocurrido en el Km 440+781 del Oleoducto Nor Peruano – Informe Final de Cierre de

---

972 Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A: "*Servicio Complementario de Limpieza y Remediación Ambiental en la Contingencia del Km 82+460 del Tramo I del ONP*", consultado en: https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/602-v8Js6Gy8An1Vz7H.pdf
Fecha de consulta: 03.06.2019

973 Página 69 del escrito de descargos al IFI, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-063997.

Actividades" en el que se estableció que las comunidades nativas del ámbito de afectación del derrame de Imaza, a diciembre del 2016, desconocían las labores de limpieza llevadas a cabo por Petroperú, además de tener especial preocupación por reestablecer sus medios de vida:

> *"Acceso a la información y comunicación*
> *La principal necesidad de la población afectada está en poder reestablecer sus medios de vida, por lo mismo saber el real estado del suelo, el agua y los peces es muy importantes para la población. A partir de ese conocimiento ellos quieren saber qué es lo que tienen que hacer para retomar su actividad agrícola cotidiana y la pesca.*
>
> *Por lo mismo, una de las mayores quejas respecto al acionar de Petroperú es que no se aporfta mayor información acerca de temas de prevención de seguridad y enfermedades que ellos podrían adquirir con el derrame. Tampoco saben por cuanto tiempo van a estar afectadas sus chacras y el desague del río Marañón".*

1320. Aunado a lo anterior, el Ministerio de Cultura, mediante Oficio N° 000061-2016/VMI/MC[974] del 19 de febrero de 2016, remitió al OEFA el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC denominado "Informe sobre situación del derrame de Petróleo en el ONP en la progresiva 400 + 785 del tramo II, ubicado en el distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas", elaborado por la Dirección de Políticas Indígenas del Viceministerio de Interculturalidad, en la que recomendó solicitar a Petroperú utilizar canales de comunicación apropiados y pertinentes linguisticamente para garantizar la cobertura de la información en las comunidades afectadas[975].

1321. Al respecto, el TFA ya ha indicado en la Resolución Nº 030-2016-OEFA[976] sobre el Plan de Contingencias de Petroperú, que el mismo no contempla acciones a seguir en caso se produzca un derrame y se afecte a la salud de las personas, como se cita de la referida Resolución:

> *"En ese contexto, si bien es cierto que Petroperú cuenta con un plan de contingencia diseñado para la actuación del personal a su cargo ante una emergencia, entre otros, causados por derrames de hidrocarburos (...); dicho plan solo ha contemplado algunas acciones (...) siendo que el citado instrumento no contempla acciones concretas relacionadas por ejemplo (...) cuando se afecten a la flora y fauna del lugar, o se afecte la salud de las personas.*
>
> *En consecuencia, esta Sala es de la opinión que, si bien Petroperú contempló ciertas acciones a seguir por parte de su personal en el Plan de Contingencia del ONP en el caso de un derrame, también evidente que dichas acciones no son suficientes para poder evitar un daño irreparable al ambiente".*

1322. Sobre el particular mediante la Carta JASO-174-2017 presentada al OEFA el 19 de diciembre del 2017[977], Petroperú remitió al OEFA la adecuación del Plan de Contingencias del ONP, el cual contempla medidas de sensibilización hacia la población aledaña al ONP y ORN para que puedan comunicar emergencias en el ducto; e incluye dentro del procedimiento de alerta la comunicación a las comunidades dentro de las 24 horas de producido el evento, así como medidas de apoyo, como entrega de agua y provisiones, como se observa a continuación:

Actividades de sensibilización sobre integridad de ducto, y alerta y apoyo de emergencias en el ONP y ORN

"VII.1.1.3 Sensibilización hacia la población aledaña al ONP y ORN para la comunicación referente a emergencias en el ducto

974 Página 10 del documento digitalizado denominado "Oficio 61-2016-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del Expediente.

975 Documento denominado Oficio N° 000061-2016/VMI/MC que obra en el folio 816 del expediente:
"VI. RECOMENDACIONES

5. Solicitar a PETROPERÚ, utilizar canales de comunicación apropiados y pertinentes linguisticamente para la zona, para poder garantizar la cobertura de la información acerca del plan de contingencia en todas las comunidades.

976 Mediante la Resolución Nº 030-2016-OEFA del 4 de mayo del 2016, disponible en: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=19061

977 Registro de trámite documentario Nº 2017-E01-091904.



Adicionalmente Petroperú realiza una sensibilización a la población aledaña para el reporte de emergencias detectadas en el ducto.
En cumplimiento del Art. 43° del D.S. N° 081-2007-EM referente a las instrucciones acerca del Sistema de Avisos, Identificación y Clasificación de Emergencias, la Subgerencia Oleoducto Norperuano tiene implementado lo indicado en dicho artículo.
Los letreros y postes indicadores existentes ubicados a lo largo del Derecho de Vía donde se emplaza el Oleoducto (...) ubicadas en zonas habitadas por comunidades que utilizan lenguas nativas, está en dos idiomas, español y lengua nativa.
Esta señalética está impresa en los postes kilométricos y en carteles de cruce de carretera y cruce de rios.
Mediante la isncripción en postes kilometricos se sensibiliza y comunica a la población sobre los peligros y riesgos de trabajar sobre la tubería y se le invoca a que comunique, informe o reporte cualquier ocurrencia anormal o contingencia y/o emergencia.

Esta señalética es vital y es la que han utilizado los pobladores de las comunidades o centros poblados para reportar actos diversos pudiendo ser estas emergencias o contingencias ambientales o simplemente tránsito de personas extrañas que merodean el Oleoducto Norperuano".



Fuente: Plan de Contingencia del Oleoducto Nor Peruano.
Elaboración: DFAI.

1323. Al respecto, de la revisión de la campaña de sensibilización a la población aledaña al ONP y ORN, establecida en el Plan de Contingencias se advierte que la misma está orientada a que se advierta de la forma más inmediata posible sobre las emergencias que se produzcan en el ducto; para lo cual se describe la instalación de señalización en lengua nativa con un número gratuito con el fin de comunicar las emergencias; además de la colocación de señales que indican de los peligros y riesgos de llevar a cabo actividades sobre la tubería.

1324. Adicionalmente, se tienen los procesos "Cuadro de alerta", y "Procedimiento de Comunicación, Mitigación y Respuesta en caso de Emergencia", en los que Petroperú incluyó la comunicación a las comunidades aledañas de una posible emergencia, dentro del plazo de 24 horas; y, dentro de las medidas de rehabilitación entorno humano, el suministro de agua y provisiones[978].

[978] Ello, también de la revisión del capítulo de relaciones comunitarias del precitado plan se tiene que el administrado refiere que ante contingencias como derrames, se garantiza la distribución de agua y víveres a la población afectada:

VIII.5 Relaciones Comunitarias

Petroperú S.A. ha establecido relaciones con las comunidades nativas aledañas a la contingencia ambiental, basadas en el repseto mutuo y la comunicación permanente, propiciando entornos de dialogo intercultural. En ese sentido, promovemos:

Garantizar la distribución de agua y víveres de primera necesidad, de acuerdo al lineamiento establecido, en caso se evidencia que la contingencia ambiental del km ____ ha afectado realmente la seguridad alimentaria de la población del área de interés.

1325. No obstante, del análisis de éstos procedimientos de Petroperú, no se identifica un procedimiento o protocolo en el que se informe, con un enfoque intercultural, a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.

1326. En consecuencia, considerando que el administrado no ha acreditado la corrección de los efectos negativos generados por las conductas imputadas, en virtud de lo establecido en el artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de las siguientes medidas correctivas:

Tabla N° 110: Medida correctiva

Conductas Infractoras	Medida correctiva		
	Obligación	**Plazo de cumplimiento**	**Plazo para acreditar el cumplimiento**
- Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna; - Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la salud humana; - Petróleos del Perú – - Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora y fauna. - Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el	Petróleos del Perú – Petroperú S.A.deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia	En un plazo no mayor de noventa y seis (96) días hábiles contados desde la notificación de Resolución Directoral.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles adicionales a los otorgados para su implementación, la siguiente documentación: - Informe de las actividades realizadas acorde con los objetivos planteados, y sus indicadores de seguimiento y de resultados. - Evidencia fotográfica y audiovisual de las acciones realizadas. - Detalle de los recursos utilizados. - Registros de participación, convenios suscritos, actas de reunión, suscripción de compromisos de mutua colaboración, etc.

Apoyo del personal médico de Petroperú S.A. y sus contratistas para la atención preventiva a las comunidades que se evidencie hayan sido realmente afectadas por la contingencia.

Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la salud humana.			

1327. La finalidad de la medida correctiva es garantizar el mantenimiento de la relación de las comunidades nativas con su entorno una vez producida una afectación que genere riesgos y/o modificaciones al uso de los servicios eco sistémicos de sus modos tradicionales de vida.

1328. A efectos de fijar plazos razonables para el cumplimiento de la medida correctiva, en el presente caso se ha tomado como referencia las bases de contratación de un "Servicio de planificación, implementación y evaluación de cursos de capacitación a docentes", para el fortalecimiento de capacidades, cuyo plazo de ejecución es de ciento treinta y cinco (135) días calendario, es decir, noventa y seis (96) días hábiles para la ejecución de dichas actividades[979].

1329. Adicionalmente, se le otorga cinco (5) días hábiles para que el administrado presente ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental los documentos que acrediten la realización de las medidas correctivas dispuestas mediante la presente Resolución.

b) Hechos imputados N° 1 a 8 de la Tabla 10

1330. Conforme con el análisis seguido en la presente Resolución, se ha determinado lo siguiente:

- Petroperú no realizó las acciones de mantenimiento al km 206+035 del ORN, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó **daño potencial y real a la flora y fauna; así como daño potencial y real a la salud humana**; conductas que infringen el Artículo 24° de la LGA, el Artículo 15° de la Ley del SEIA, el Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA, y el Artículo 8° del RPAAH; y,

- Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 206+035 del ORN de acuerdo a su Plan de Contingencia, lo cual ocasionó **daño potencial y real a la flora y fauna**; así como **daño potencial y real a la salud humana,** conductas que infringen el Artículo 66° del RPAAH.

1331. Sobre el particular, de la documentación que obra en el expediente, se advierte lo siguiente:

b.1) Respecto a las medidas de mantenimiento del PAMA del ONP

(i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos:

979 Adjudicación simplificada N° 077-2017-MINEDU/UE 026, Segunda convocatoria
Contratación del "Servicio de planificación, implementación y evaluación de curso de capacitación docente en dominio del idioma inglés a nivel MCER B1 para 55 docentes formadores de la carrera de idiomas, especialidad: inglés de los institutos de formación inicial docente públicos del país.
Disponible en:
http://prodapp2.seace.gob.pe/seacebus-uiwd-pub/fichaSeleccion/fichaSeleccion.xhtml?idSistema=3&ongei=1&idConvocatoria=392649

1332. De acuerdo a la documentación de los trabajos de mantenimiento realizados en la progresiva Km. 206+035 del ORN, después del derrame de Morona[980], Petroperú presentó los registros de inspección visual, medición de espesores, radiografía industrial, y planos del trabajo de reemplazo de 29.54 m de tubería en el Km 206+035 del ORN, realizados en el mes de abril de 2017.

1333. Asimismo, el administrado informó sobre la instalación de soportes "H" en la mencionada progresiva, con lo cual un tramo de 60 m de la tubería ubicada en el Km 206+035 del ORN ya no quedaba tendida sobre el suelo, sino que había sido levantada por encima del nivel del suelo sobre seis (06) soportes "H", como se aprecia a continuación:

Documentos del Anexo 1.F de los descargos al inicio

Documento	Contenido
KM 206 ORN **Carpeta: "2017-04-22 AL 25_Km 206+035 ORN_INF INSPECC CAMBIO TUB_INTERINSPECT"** • 1. Informe Cambio tubería KM 206+035.pdf • 2. Reporte RT Km 206+035.pdf • 3. Planos Km 206+035.pdf • 5. CL 4100005849_Extracción de Muestras_AMDP.pdf • **Carpeta 5.1 KM 206+035_DOSSIER AMDP** • 1. CARATULA E INDICE.pdf • 2. ACTA DE ENTREGA.pdf • 3. PROCEDIMIENTOS.pdf • 4. PLANOS SPLIT TEE.pdf • 5. CERTIFICADOS DE MATERIALES.pdf • 6. CALIBRACION DE INSTRUMENTOS.pdf • 7. HOMOLOGACIONES.pdf • 8. ACTAS DE INSPECCION.pdf • 9. REGISTROS DE CAMPO.pdf • Informe de Inspección de Cambio tuberia KM 206+035 • Plano KM 206+035 ORN - 3880-G-PL-000005_1.PDF • Registros de Variables Operativas de Soldadura KM • **Carpeta Fotos** o IMG-20171115-WA0010.jpg o IMG-20171115-WA0011.jpg o IMG-20171115-WA0012.jpg o IMG-20171115-WA0013.jpg o IMG-20171115-WA0014.jpg o IMG-20171115-WA0015.jpg o IMG-20171115-WA0016.jpg o IMG-20171115-WA0017.jpg • **Carpeta Informe Inspección cambio de tubería KM 206+035** o Informe Cambio tuberia KM 206+035.pdf o Planos Km 206+035.pdf o Reporte RT Km 206+035.pdf • **Carpeta Seguridad** o AST.pdf o DDP y Capacitaciones.pdf o Inspecciones.pdf o LIBERACIÓN DE DOSSIER - KM 206.pdf o PT - KM 206.pdf O REPORTE - KM 206 - AMDP Norte.pdf	Informe de inspección del reemplazo de tuberías efectuado en la progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP, que incluyen los ensayos de inspección visual, medición de espesores, radiografía industrial, planos de las tuberías colocadas, entre otros, realizados en el mes de abril de 2017.

980 Folio 186 del Expediente.

Carpeta:" 2017-05_INF INSTALAC SOPORTES H_KM 206_SERVICORROSIÓN" • 2017-05_INF INSTALAC SOPORTES H_KM 206_SERVICORROSION • 4. OTT 4100006077_Soportes H_SERVICORROSION.pdf	El informe de la instalación de soportes H en la progresiva del km 206+035 del ORN y la orden de trabajo por este servicio realizado en el mes de mayo de 2017.

1334. La finalidad de efectuar las inspecciones de corrosión y perdida de espesor mediante raspatubos electromagnéticos es medir la reducción del espesor en la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía[981]; ello a fin de que el operador pueda conocer el estado del oleoducto y efectúe las reparaciones necesarias para evitar derrames de hidrocarburos.

1335. Ahora bien, de la documentación presentada por el administrado se advierte lo siguiente:

i. La tubería afectada por el fenómeno de abrasión externa en el km 206+035 del ORN ha sido reemplazada en una longitud de 29.54 m.

ii. Se ha efectuado la medición del espesor por ultrasonido de las tuberías reemplazadas, las cuales se encuentran en sus valores nominales.

1336. En tal sentido, considerando que se ha realizado la medición del espesor de la tubería reemplazada en el km 206+035 del ORN, lo que implica que Petroperú conoce el estado de la misma, se cumple con la finalidad de la presente medida de mantenimiento. En consecuencia, se concluye que no amerita el dictado de una medida correctiva respecto a las inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos.

(ii) <u>Inspecciones geométricas</u>

1337. La inspección geométrica consiste en el pase a través del oleoducto de un raspatubos electrónico, típicamente llamado "*calipers*" que se utiliza para medir internamente las deformaciones de la tubería (ovalamientos, abolladuras y arrugas) [982, 983].

1338. Conforme a lo desarrollado en el acápite correspondiente al análisis de la responsabilidad administrativa, las inspecciones geométricas están dirigidas a i) detectar deformaciones de la tubería y ii) su ejecución es relevante a efectos de determinar previamente que el oleoducto tenga las condiciones para ser inspeccionado mediante el raspatubos de inspección de corrosión y pérdida de espesor, sin problemas de atascamiento dentro de la tubería [984].

---

981 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS (PEMEX). "Inspección de Ductos de Transporte mediante Equipos Instrumentados". Aprobado el 27 de abril del 2012, México, p. 7.

982 Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, el cual obra en el disco compacto ubicado en el folio N° 1425 del Expediente.

Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano
(...)
"4 Desarrollo
4.1 Metodologías de inspección en ductos
(...)
4.1.1.1 Inspección Interna
<u>Herramientas geométricas</u>: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas)."
(...)

983 Rubio Carlos y Obdulio Marrero. "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías". Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, pp.1.

984 Rubio Carlos y Obdulio Marrero. "Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías". Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, pp.1.

1339. En el presente caso, la falla del ducto del Km 206+035 del ORN no se debió a un defecto geométrico; sino que se originó debido a un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastró el material del suelo adyacente desgastando el espesor de la tubería.

1340. Así también, en el numeral precedente se ha determinado que, en virtud de las actuales condiciones del tramo de la tubería donde se produjo la falla, no corresponde el dictado de una medida correctiva para efectuar las inspecciones de corrosión y perdida de espesor mediante raspatubos electromagnéticos que requiera una inspección geométrica previa. En tal sentido, se concluye que no amerita el dictado de una medida correctiva respecto a la presente medida de mantenimiento (inspección geométrica).

(iii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía

1341. De la revisión de los documentos que obran en el expediente, se advierte que el administrado no ha remitido medios de prueba que acrediten que, después del Derrame de Morona ha efectuado inspecciones visuales sobre el derecho de vía en la progresiva del Km 206+035 del ORN.

1342. Conforme a lo señalado previamente, la finalidad de las inspecciones visuales del DDV es detectar defectos externos de la tubería (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento) y situaciones anómalas en el DDV tales como lavaduras en cruce con quebradas, erosiones, asentamiento y deslizamiento del DDV, daños en el recubrimiento en tramos aéreos, entre otros[985]. Este compromiso es relevante toda vez que a partir de la información que el administrado recabe producto de estas inspecciones estará en condiciones de determinar las medidas de reparación en el oleoducto para prevenir derrames.

1343. En este punto, corresponde señalar que en el marco de la aprobación de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP, Petroperú precisó que las inspecciones del DDV del Oleoducto Norperuano debían efectuarse con una periodicidad anual[986].

1344. Si bien, de los actuados en el expediente se verifica que Petroperú efectuó el reemplazo de la tubería en la progresiva citada en el mes de abril 2017; y realizó el levantamiento de dicha tubería mediante soportes "H" en mayo de 2017; la corriente de agua con material abrasivo que discurre por debajo de la tubería puede tener contacto con esta en función al nivel de la corriente de agua, con el subsecuente deterioro al revestimiento y el desgaste de la tubería por abrasión. Asimismo, podrían presentarse situaciones de erosión y socavamiento de las bases de los soportes H, entre otras eventualidades en el DDV.

---

985 Escrito de descargos s/n, recibido el 11 de octubre de 2018 con registro de Hoja de Trámite N° 2018-E01-083025, que obra en el folio 558 del Expediente.
(...)
"En el caso de las inspecciones del derecho de vía, se buscan reportar eventos anómalos tales como lavaduras en cruce con quebradas, erosión, asentamiento y deslizamiento del derecho de vía, erosión en cruces aéreos, tubería expuesta, derrumbe sobre el derecho de vía, falta de aislamientos en soportería, daños en el recubrimiento en tramos aéreos de tubería e interfaces aero-enterradas, asentamientos humanos próximos al derecho de vía entre otros. Lo anterior implica que se debe hacer el recorrido completo al derecho de vía y reportar eventos críticos detallando la progresiva en la cual se encuentran. Las progresivas
que no presenten condiciones críticas no se reportan en una inspección del derecho de vía."

986 **Carta N° GOLE-139-2003, remitida a la DGAA del MINEM con fecha 27 de febrero de 2003.**
Carta respecto a la solicitud para aprobar la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

"ADJUNTO
Trabajos más relevantes desarrollados por Operaciones Oleoducto para preservar la integridad de la tubería

TRABAJOS	*REFERENCIA INFORME 26.11.2002 PETROPERU S.A. OLEODUCTO*	*PERIODICIDAD DE LOS TRABAJOS*
8. Inspección del Derecho de Vía	*Pág. 15, 16 y 25.*	*ANUAL*

1345. En tal sentido, considerando que han transcurrido más de 24 meses desde el reemplazo de la tubería y su colocación en soportes "H"; resulta necesario que Petroperú efectúe las respectivas inspecciones visuales, para conocer el estado de la tubería y detectar la presencia de defectos externos; así como eventualidades en el DDV que le permitan adoptar las medidas de reparación correspondientes para evitar la ocurrencia de derrames.

1346. En consecuencia, se concluye que amerita el dictado de una medida correctiva respecto de la presente medida de mantenimiento. Por lo que, en virtud del Artículo 22° de le Ley del SINEFA, se ordena la siguiente medida correctiva:

Tabla N° 111: Medida Correctiva

Conducta Infractora	Medida Correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial y real a la flora y fauna; y, daño potencial y real a la salud humana, respecto de la medida de mantenimiento referida a las inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del Km. 206+035.	En un plazo no mayor de cuarenta y ocho (48) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, el informe de resultados de la inspección visual del derecho de vía efectuada en el sector del Ramal Norte del ONP que comprenda al Km 206+035. Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usado, calificación técnica del inspector, resultados y observaciones, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.

1347. La medida correctiva tiene como finalidad que el administrado tenga conocimiento oportuno de la presencia de defectos externos en las tuberías y eventos anómalos en el DDV del tramo del ORN que comprende a la progresiva del Km. 206+035, para que pueda adoptar las oportunamente las medidas de reparación correspondientes a fin de evitar la ocurrencia de derrames.

1348. Se ha considerado como referencia el contrato para el "*Servicio de Patrullaje Terrestre para Inspección del Km 0.00 al Km 110+000 del Tramo I del ONP Previo al Bombeo*"[987], el cual considera un plazo de ejecución de dieciséis (16) días calendarios. Siendo que el ORN tiene el doble de esa longitud (220 Km), se considera un plazo de 32 días calendarios, equivalente a veintitrés (23) días hábiles. A ello debemos sumar el tiempo de gestión para contratar el servicio correspondiente; para lo cual se considera veinticinco (25) días hábiles adicionales, siendo un total de cuarenta y ocho (48) días hábiles.

[987] Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. "Servicio de Patrullaje Terrestre para Inspección del Km 0.00 al Km 110+000 del Tramo I del ONP Previo al Bombeo", consultado en: https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/297-d4Dx8Vx7Vf2Av3F.pdf
Fecha de consulta:03.06.2019

1349. Adicionalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles, para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de la medida correctiva ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

(iv) Monitoreo de los Potenciales de Protección Catódica

1350. De los medios probatorios que obran en el expediente, se verifica que Petroperú presentó el documento "ADJUNTO 2 Caso Km 206+035 – 1. Registro de Inspección de Sistema de Protección Catódica"; correspondiente al "Servicio de Monitoreo de la Protección Catódica del ORN" que se contrató mediante el proceso CME-050-2016-OLE/PETROPERU; el cual tiene como fecha de ejecución el 1 de setiembre del 2016, de acuerdo a la información obtenida de la página web del SEACE[988].

1351. No obstante, en el mes de abril del 2017 se reemplazó la tubería de la progresiva del Km 206+035 donde se produjo la falla y en mayo de 2017 se realizó el levantamiento de dicha progresiva mediante soportes "H".

1352. En este contexto, el administrado alega que considerando que la tubería se encuentra soportado sobre marcos "H", la protección catódica no es aplicable en dicho sector.

1353. Se reitera lo desarrollado en el acápite correspondiente a la finalidad de las medidas de mantenimiento; el monitoreo de los potenciales de protección catódica, además de verificar que la protección catódica protege a la tubería contra la corrosión también permite detectar afectaciones en el revestimiento de la tubería de acuerdo al siguiente detalle:

- Cuando el Potencial es > -850 mV, la protección contra la corrosión no es suficiente. Entre las posibles causas de tal situación tenemos que **revestimiento se encuentre en mal estado**, entre otros.
- Cuando el Potencial es < -1100 mV, significa que la protección contra la corrosión es excesiva. Ello tiene como consecuencia **el deterioro en el revestimiento** protector de la tubería[989].

1354. Por tanto, se advierte que el monitoreo de los potenciales de protección catódica permite alertar de situaciones en las cuales se requiere colocar el revestimiento protector en aquellas zonas de la tubería con revestimiento deficiente; y situaciones donde podría producirse el deterioro (desprendimiento) del revestimiento protector de la tubería. Asimismo, de acuerdo al PAMA del ONP, los monitoreos de potenciales deben efectuarse con una frecuencia anual.

1355. Cabe indicar que, en el presente caso, el proceso abrasivo externo que causó la falla de la tubería del Km 206+035 del ORN, originó en una primera instancia el deterioro del revestimiento epóxico protector de la tubería[990] y posteriormente el desgaste del espesor de la tubería.

1356. Asimismo, si bien actualmente la progresiva del Km. 206+035 del ORN se encuentra soportada sobre marcos "H"; la corriente de agua con material abrasivo discurre por debajo de la tubería; por lo cual puede tener contacto con la tubería en función al nivel de la corriente de agua, con el subsecuente deterioro al revestimiento y el desgaste de la tubería por abrasión.

---

988 www.seace.gob.pe

989 Peabody A.W., Peabody's Control of Pipeline Corrosion, Second Edition NACE International, 2001. Pp, 28, 52.

990 Página 29 y 37 del documento *"Análisis de Falla del Segmento de Tubería de la Progresiva Km 206+035 ø 16" ORN"* de la empresa SNC – Lavalin, que obra en el folio 432 del Expediente.



1357. Por otro lado, se debe precisar que la tubería en la que se efectuó el monitoreo de protección catódica del año 2016 ha sido reemplazada en abril del 2017 y el administrado no ha presentado medios probatorios de la ejecución de estos monitoreos en la nueva tubería.

1358. En tal sentido, considerando que han transcurrido más de 24 meses desde que se reemplazó la tubería en la progresiva del Km 206+035 del ORN en abril de 2017; resulta necesario que el administrado efectue el monitoreo de los potenciales de protección catódica en la progresiva del Km 206+035 del ORN a efectos de verificar si los potencial de protección catódica indican que se requiere reparar el revestimiento protector en zonas de la tubería con revestimiento deficiente; y situaciones donde podría producirse el deterioro (desprendimiento) del revestimiento protector de la tubería; y así prevenir eventuales derrames.

1359. Por lo tanto, en virtud del Artículo 22° de le Ley del SINEFA, en el presente caso corresponde ordenar la siguiente medida correctiva:

Tabla N° 126: Medida Correctiva

Conducta Infractora	Medida Correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial y real a la flora y fauna; y, daño potencial y real a la salud humana, respecto de la medida de mantenimiento referida al monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica.	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica con la consecuente verificación del estado del revestimiento del tramo del ORN que comprende a la progresiva del Km. 206+035.	En un plazo no mayor de cincuenta (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución.	Remitir a la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, el informe de resultados del monitoreo de los potenciales de la protección catódica y el estado del revestimiento de la tubería en el sector del Ramal Norte del ONP que comprenda el Km 206+035. Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usado, calificación técnica del inspector, resultados de medición de potenciales de protección catódica, resultados de la inspección del revestimiento, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.

1360. La medida correctiva tiene como finalidad de revertir la situación de desconocimiento del administrado respecto de si el revestimiento protector de la tubería se encuentra en estado óptimo o si los potenciales de protección catódica revelan situaciones que pudieran afectar a este revestimiento; ello para que el administrado pueda adoptar las medidas de reparación necesarias a fin de evitar la ocurrencia de derrames.

1361. Se ha considerado como referencia el servicio "*Monitoreo e Inspección del Sistema de Protección catódica en los Tramos I y II del ONP y ORN*" [991], el cual considera un plazo de ejecución de ciento cuatro (104) días calendarios para los tres tramos, siendo treinta y cinco (35) días calendarios, equivalente a veinticinco (25) días hábiles, un tiempo proporcional para un tramo (ORN). A ello debemos sumar el tiempo de gestión para contratar el servicio correspondiente; para lo cual se considera veinticinco (25) días hábiles adicionales, siendo un total de cincuenta (50) días hábiles.

1362. Adicionalmente, se otorgan cinco (5) días hábiles, para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de la medida correctiva ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

b.2) Respecto a la limpieza de las áreas adyacentes de las progresivas 24+200 y 25+550

1363. De acuerdo al escrito de descargos al IFI, Petroperú señala que ha realizado los trabajos complementarios de descontaminación, así como las actividades de retiro y disposición final de residuos sólidos peligrosos de la contingencia[992].

1364. Sin embargo, mediante la Carta JCGO-303-2019 del 30 de mayo del 2018, Petroperú remitió el "Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", donde el administrado indicó que no realizó labores de limpieza en las progresivas 24+200 y 25+550 (sector Este), debido a que dichas áreas quedaron inundadas casi en su totalidad[993]. De esta manera, el propio administrado ha afirmado que no ha concluido las labores de limpieza en la totalidad de áreas afectadas por el derrame de Morona.

1365. Sobre el particular, de acuerdo a la descripción del área brindada por Petroperú, la zona pendiente de limpieza es de naturaleza inundable, por lo que se trata de un área que posee una enorme facilidad para absorber el petróleo crudo, debido a su alto contenido de material orgánico, debido a que es una zona pantanosa. La afectación de este tipo de áreas constituye una fuente de riesgo (daño potencial) para la vegetación, animales y comuneros, debido a que constituyen una fuente de servicios ecosistémicos de provisión.

1366. Por este motivo, al haberse verificado un efecto nocivo concreto provocado por el derrame de Morona, en virtud de lo establecido en el artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de las siguientes medidas correctivas:

Tabla N°113. Medida correctiva

	Conductas Infractoras	**Medida correctiva**	
		Obligación	**Forma y plazo de acreditar el cumplimiento**
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte.	**Primera Etapa:** Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron	**Primera etapa:** Al cabo de setenta (70) días hábiles, computados a partir del día siguiente de la notificación de la presente Resolución, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA un informe detallado sobre las acciones de limpieza de las áreas

991 Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. "Monitoreo e Inspección del Sistema de Protección catódica en los Tramos I y II del ONP y ORN", consultado en: https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/2377-y9Vp6Sh4Pm7Zq6Y.pdf
Fecha de consulta:03.06.2019

992 Folios 1788 y 1789 del expediente.

993 Página 12 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 220+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias.	limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza.	afectadas por el derrame Morona, ubicadas a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas.
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte. Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 220+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias.	**Segunda Etapa:** Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.	**Segunda Etapa:** Luego de concluidas la primera etapa, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA un informe de monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicadas a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de la primera etapa[994]. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas.
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte. Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 220+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias.	**Tercera Etapa:** Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.	**Tercera Etapa:** Luego de concluida la primera etapa, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA un informe de monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicadas a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de la segunda etapa[995]. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas.

1367. Para efectos de fijar un plazo razonable para el cumplimiento de la medida correctiva, referida a las actividades de limpieza, se ha tomado como referencia los plazos del "*Servicio Complementario de Limpieza y Remediación Ambiental en la Contingencia del Km 82+460 del Tramo I del ONP*" [996], el cual considera como plazo treinta y siete (37) días calendarios, siendo un equivalente a veinte y siete (27) días hábiles

[994] Si el monitoreo de la primera etapa se desarrolla durante la época de creciente, el monitoreo de la segunda etapa deberá realizarse durante la época de vaciante más próxima; mientras que, si el monitoreo de la primera etapa se desarrolla durante la época de variante, el monitoreo de la segunda etapa deberá realizarse durante la época de vaciante más próxima.

[995] Si el monitoreo de la segunda etapa se desarrolla durante la época de creciente, el monitoreo de la tercera etapa deberá realizarse durante la época de vaciante más próxima; mientras que, si el monitoreo de la segunda etapa se desarrolla durante la época de variante, el monitoreo de la tercera etapa deberá realizarse durante la época de vaciante más próxima.

[996] Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A: "*Servicio Complementario de Limpieza y Remediación Ambiental en la Contingencia del Km 82+460 del Tramo I del ONP*", consultado en: https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/602-v8Js6Gy8An1Vz7H.pdf fecha de consulta:03.06.2019

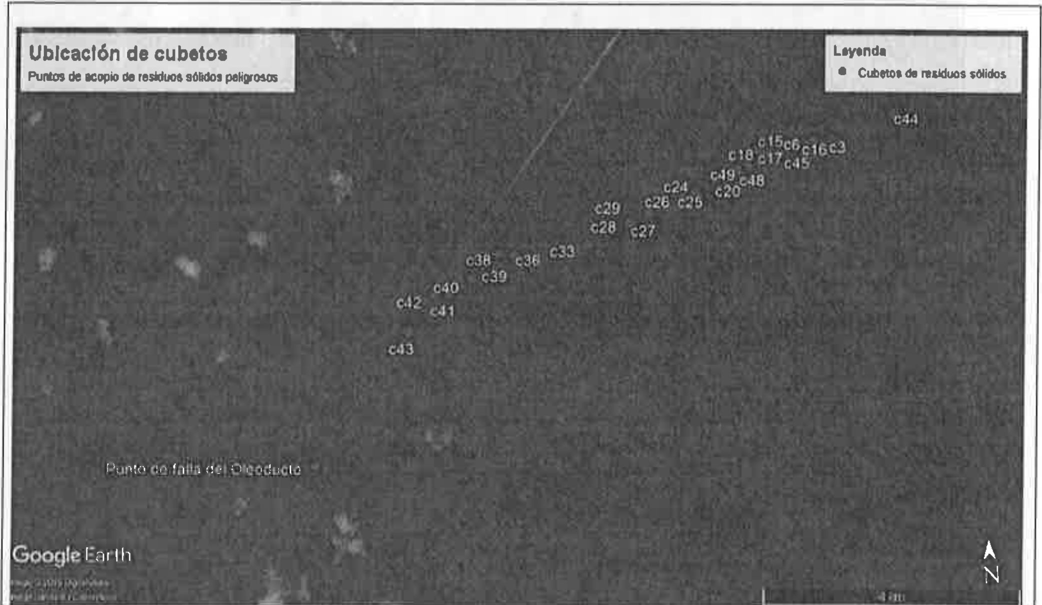
aproximadamente. En atención a dicho plazo referencial, atendiendo a la dificultad del acceso de las áreas afectadas, se ha estimado un plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles.

1368. Adicionalmente, al plazo mencionado en el párrafo anterior debe agregarse el tiempo necesario para la gestión de contratación del servicio, por lo que se ha adicionado veinticinco días (25) hábiles adicionales al plazo de cumplimiento, lo cual suma un total de cincuenta y dos (70) días hábiles.

1369. Posteriormente, para efectos de la comprobación de la limpieza, se realizará el muestreo de sedimentos en la siguiente estación hidrológica del río Morona. Es decir, si la limpieza se realizó en la época de estiaje, el primer muestreo deberá ser en la época de creciente (180 días) y el siguiente en la vaciante (180 días). Se está considerando 180 días para presentar el informe de muestreo en la época de creciente y vaciante del río Morona.

b.3) <u>Respecto a los puntos de acopio de residuos sólidos peligrosos empleados durante las actividades de limpieza</u>

1370. Mediante la Carta JCGO-303-2019 del 30 de mayo del 2018, Petroperú indicó que utilizó cuarenta y nueve (49) cubetos como puntos de acopio de los residuos peligrosos –vegetación y suelos impregnados con petróleo crudo– retirados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona. A continuación, se muestra la ubicación de dichos puntos de acopio[997]:



Fuente: Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte[998]
Elaboración: DFAI

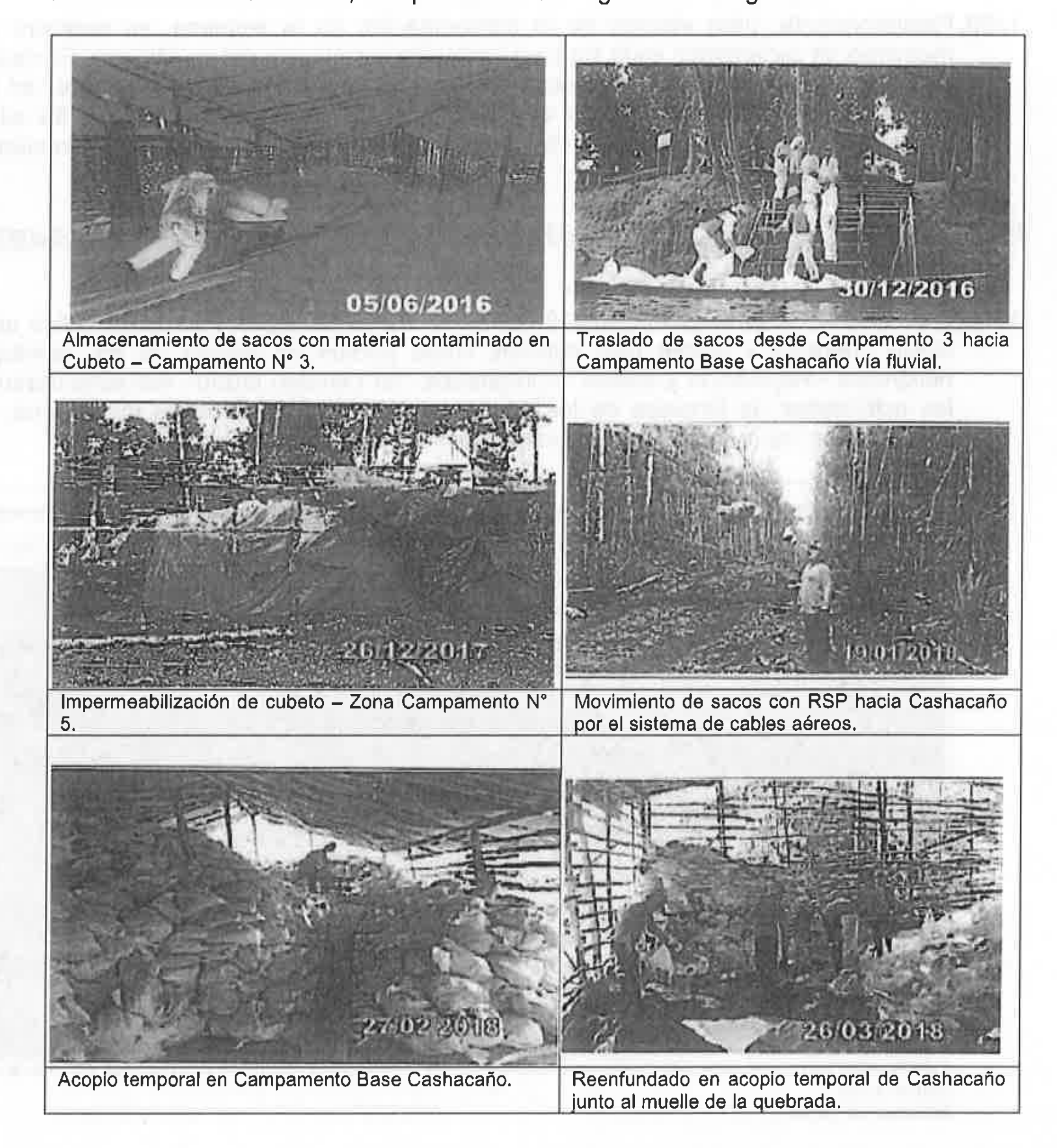
1371. Sobre el particular, si bien el administrado ha alegado que ha cumplido con realizar el retiro de todos los residuos sólidos peligrosos que recolectó durante las actividades de limpieza de las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, a la fecha de emisión de la presente Resolución, Petroperú no ha acreditado

997 Página 15 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

998 Página 12 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

el retiro de todas las instalaciones de los cubetos utilizados para el acopio de los residuos retirados[999].

1372. Por otro lado, de acuerdo a lo señalado por el propio administrado, los centros de acopio se deterioraban por el paso del tiempo o por el calor y las condiciones climáticas[1000]. Las condiciones rudimentarias de los centros de acopio utilizados por el administrado, las cuales evidencian la susceptibilidad de dichos almacenes frente a las condiciones climáticas, se aprecian en las siguientes fotografías:



Almacenamiento de sacos con material contaminado en Cubeto – Campamento N° 3.	Traslado de sacos desde Campamento 3 hacia Campamento Base Cashacaño vía fluvial.
Impermeabilización de cubeto – Zona Campamento N° 5.	Movimiento de sacos con RSP hacia Cashacaño por el sistema de cables aéreos.
Acopio temporal en Campamento Base Cashacaño.	Reenfundado en acopio temporal de Cashacaño junto al muelle de la quebrada.

999 Páginas 15 y 16 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

1000 Página 15 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

	
Movimiento de sacos desde la abscisa 15+100 hasta 27+000 muelle Camp. Cashacaño.	Movimiento de sacos en motofurgón desde la abscisa 9+250 hasta la 7+800 de la línea del sistema de cables.

Fuente: Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte[1001]
Elaboración: DFAI

1373. Como se puede apreciar en las imágenes precedentes, dado que los lugares de acopio estaban impermeabilizados con plástico y eran susceptibles de degradarse por acciones climatológicas (lluvias y calor), su utilización constituía un efecto nocivo potencial para el medio ambiente, en la medida que existe la posibilidad que su utilización contamine el suelo sobre el cual se ubicaron.

1374. Por este motivo, al haberse verificado un efecto nocivo concreto provocado por el derrame de Morona, en virtud de lo establecido en el artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de las siguientes medidas correctivas:

Tabla N° 114. Medida correctiva

Conductas infractoras	Medida correctiva	
	Obligación	Forma y plazo de acreditar el cumplimiento
Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias.	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona[1002].	Al cabo de setenta (70) días hábiles, computados a partir del día siguiente de la notificación de la presente Resolución, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA un informe detallado sobre las acciones de limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona[1003]. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de suelos que acrediten el cumplimiento de los ECA para suelo y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georeferenciadas.

1375. Para efectos de fijar un plazo razonable para el cumplimiento de la medida correctiva, referida a las actividades de limpieza, se ha tomado como referencia los plazos del

[1001] Página 17 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

[1002] Páginas 15 y 16 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

[1003] Páginas 15 y 16 del documento "Informe final del plan de acción y remediación de la contingencia ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentado mediante Carta JCGO-303-2019 de PETROPERÚ, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

"Servicio Complementario de Limpieza y Remediación Ambiental en la Contingencia del Km 82+460 del Tramo I del ONP" [1004], el cual considera como plazo treinta y siete (37) días calendarios, siendo un equivalente a veinte y siete (27) días hábiles aproximadamente. En atención a dicho plazo referencial, atendiendo a la dificultad del acceso de las áreas afectadas, se ha estimado un plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles.

1376. Adicionalmente, al plazo mencionado en el párrafo anterior debe agregarse el tiempo necesario para la gestión de contratación del servicio, por lo que se ha adicionado veinticinco días (25) hábiles adicionales al plazo de cumplimiento, lo cual suma un total de cincuenta y dos (70) días hábiles.

a.4. Respecto a la rehabilitación de las condiciones sociales de las localidades incluidas en la declaratoria de emergencia producto del derrame de petróleo en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP:

1377. Mediante su escrito de descargos al IFI, Petroperú señala que la medida correctiva propuesta en el IFI, referida a acreditar que las zonas afectadas acceden actualmente a los servicios ecosistémicos que gozaban antes de producirse el derrame de Morona no ha sido adecuadamente motivada, toda vez que dicha solicitud constituye medida un requerimiento de información y no una medida correctiva[1005].

1378. Sin embargo, mediante la carta JCGO-116-2019 del 1 de marzo de 2019, Petroperú remitió el documento *"Informe Final del Plan de Acción KM 206+035"*, en la cual señala que la contingencia ambiental ha generado una serie de cambios en la dinámica socioeconómica de las localidades del Área de Estudio Social (AES) tales como: una mejora de los ingresos familiares debido al empleo generado por las actividades de limpieza y en algunas localidades se presentaron negocios estimulados por la población foránea[1006].

1379. No obstante, el Ministerio de Cultura en el *"Informe N° 000003-2016-XSR/*DIN*/DGCI/VMI/MC"*, denominado "Informe sobre el derrame de petróleo del Oleoducto Norperuano en el río Morona, provincia Datem del Marañón, Región Loreto", señala que el aumento del ingreso económico de los trabajadores encargados de la remediación, encarece la oferta de productos, perjudicando a las familias que no cuentan con varones en edad apta para la recolección de petróleo[1007].

1380. Aunado a lo anterior expuesto, el estudio presentado por el administrado señala que la especulación por la carencia de algunos productos locales y el sobrecosto de su extracción, sumado a la mejora de la capacidad de gasto de ciertas familias, generó el incremento del precio de productos representativos de la zona[1008].

1381. Asimismo, el *"Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte"*, añade que la contingencia ambiental tuvo un efecto sobre las prácticas tradicionales de subsistencia (caza, recolección y agricultura) que fueron temporalmente reducidas después de la contingencia, debido a la restricción de las

---

1004 Portal Web de Petróleos del Perú – Petroperú S.A: *"Servicio Complementario de Limpieza y Remediación Ambiental en la Contingencia del Km 82+460 del Tramo I del ONP"*, consultado en: https://convocatorias.petroperu.com.pe/Storage/tbl_avisos_y_convocatorias/fld_1097_Bases_del_concurso_file/602-v8Js6Gy8An1Vz7H.pdf fecha de consulta:03.06.2019

1005 Página 69 del escrito de descargos al IFI, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-063997.

1006 Ingresada con Registro N° 2019-E17-021846.

1007 Página 99 del documento digitalizado denominado "Informe N° 000003-2016XSR-DIN-DGCI-VMI-MC", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

1008 Página 22 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentada mediante Carta N° JCGO-303-2019, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

actividades de pesca por parte de SANIPES y por la ausencia de hombres, cuales en su mayoría se encontraban trabajando en las tareas de limpieza[1009].

1382. En ese sentido, contrariamente a lo señalado por Petroperú, de la revisión del *"Informe Final del Plan de Acción KM 206+035"*, no se aprecia elementos probatorios (el análisis de los instrumentos cualitativos, cuantitativos y datos secundarios) que permitan sustentar la finalización de alteraciones producidas en el componente bienestar social por el derrame de petróleo crudo. Por ende, lo sostenido por el Ministerio de Cultura en el *"Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC"*, en relación al daño a la salud en su componente social no ha sido desvirtuado.

1383. Asimismo, la salud humana en todas sus dimensiones o componentes, depende en última instancia de los productos y servicios del ecosistema[1010] (como la disponibilidad de agua dulce, alimentos y fuentes de combustible) que son indispensable para la buena salud de las personas y los medios productivos de ganarse el sustento.

1384. Si los servicios del ecosistema dejan de satisfacer las necesidades sociales, se pueden producir efectos directos de consideración sobre la salud humana[1011]. De manera indirecta, los cambios en los servicios de los ecosistemas afectan a los medios de ganarse el sustento, los ingresos y la migración local; en ocasiones, pueden incluso ocasionar conflictos políticos.

1385. En ese sentido, la calidad y el mantenimiento de estos servicios dependen del estado de conservación de los generan y aportan. Por esta razón, cualquier cambio en el estado de los ecosistemas pueden afectar al bienestar humano, en términos de la salud.

1386. Fundamentalmente, los ecosistemas constituyen sistemas de apoyo a la vida del planeta – para las especies humanas y para todas las otras formas de vida[1012]. La necesidad biológica del ser humano de tener alimento, agua, aire puro, abrigo y una condición climática relativamente constante es básica e inalterable.

1387. Asimismo, los servicios de los ecosistemas son indispensables para el bienestar de todas las personas, en todos los lugares del mundo. Las relaciones de causa y efecto entre las mudanzas ambientales y la salud humana son complejas, porque son frecuentemente indirectas, dislocadas en el espacio y en el tiempo, y dependientes de distintas fuerzas modificadoras.

1388. En consecuencia, considerando que el administrado no ha acreditado la corrección de los efectos negativos generados por las conductas imputadas, en virtud de lo establecido en el artículo 22° de la Ley del SINEFA, corresponde el dictado de las siguientes medidas correctivas:

Tabla N° 115: Medida correctiva

	Propuesta de Medida correctiva

1009 Ibidem.

1010 Organización Mundial de la Salud. Cambio climático y salud humana. Bienes y servicios de los ecosistemas para la salud.
El Ecosistema: es la combinación de componentes físicos y biológicos de un entorno. Estos organismos conforman conjuntos complejos de relaciones y funcionan como una unidad en su interacción con el medio ambiente físico.
URL: https://www.who.int/globalchange/ecosystems/es/

1011 Los servicios de los ecosistemas son los beneficios que las personas obtienen de estos. Son indispensables para el bienestar de todas las personas en todo el mundo. Abarcan el aprovisionamiento, la regulación y los servicios culturales que afectan directamente a las personas, así como los servicios de apoyo necesarios para mantener los otros servicios.

1012 Organización Panamericana de la Salud. Series salud ambiental 2. Enfoques ecosistémicos en salud: Perspectivas para su adopción en Brasil y los países de América Latina. URL: https://www.paho.org/bra/index.php?option=com_docman&view=download&category_slug=saude-e-ambiente-707&alias=1229-enfoques-ecosistemicos-salud-perspectivas-para-su-adopcion-brasil-los-paises-america-latina-9&Itemid=965

Presunta conducta Infractora	Obligación	Forma y plazo de acreditar el cumplimiento
Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias.	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "*Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte*[1013]".	Al cabo de noventa (91) días hábiles de notificada la presente Resolución, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá presentar un informe de seguimiento en el que se detalle la situación actual de las prácticas tradicionales de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por la contingencia del derrame de Morona, mediante el documento "*Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte*[1014]". Dicho informe debe contener, como mínimo, la información de las veintidós (22) localidades que fueron consideradas en las Declaratorias de Emergencia, emitidas mediante los Decretos Supremos N° 012-2016-PCM y 016-2016-PCM, y que fueron considerados en la evaluación contenida en el "*Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte*[1015]".

1389. A efectos de establecer un plazo razonable para el cumplimiento de la referida medida, se ha considerado a modo referencial los siguientes criterios:

(i) Acreditar que las personas de las zonas afectadas acceden actualmente a los servicios ecosistémicos que gozaban antes del derrame de Imaza.

1390. Se ha considerado como referencia las bases técnicas del "Servicios de Intermediación Laboral para brindar atenciones médicas en el Campamento N° 5 del Km. 206+035 Ramal Norte del Oleoducto Norperuano y zonas aledañas", el cual considera como plazo noventa (90) días calendarios, siendo un equivalente a sesenta y seis (66) días hábiles aproximadamente[1016]. Sin embargo, a ello debemos sumar los tiempos de gestión que se debe llevar a cabo a fin de contratar el servicio, debemos adicionar veinticinco días (25) hábiles adicionales, siendo un total de noventa y un (91) días hábiles.

1391. Adicionalmente, se le otorga cinco (5) días hábiles para que el administrado presente ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental los documentos que acrediten la realización de las medidas correctivas dispuestas mediante la presente Resolución.

VI. PROCEDENCIA DE LA IMPOSICIÓN DE MULTAS

A. Aplicación del artículo 19° de la Ley N° 30230

1392. El 12 de julio del 2014, se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Ley Nº 30230, mediante la cual se dispuso que durante un plazo de tres (3) años, contados a partir de su publicación, el OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

1013 Página 22 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentada mediante Carta N° JCGO-303-2019, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

1014 Página 22 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentada mediante Carta N° JCGO-303-2019, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

1015 Página 22 del documento denominado "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte", presentada mediante Carta N° JCGO-303-2019, ingresada con Registro N° 2019-E17-054970.

1016 Portal Web del Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado – OSCE: "Servicios de Intermediación Laboral para brindar atenciones médicas en base Cashacaño y zonas aledañas del Km. 206+035 Ramal Norte del Oleoducto Norperuano", con Nomenclatura "DIR-PROC-669-2016-OLE / PETROPERU-1", consultado en: seace.gob.pe
Fecha de consulta: 10 de julio del 2019.

1393. El segundo párrafo del Artículo 19° de la citada Ley establece que, durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, en los cuales, si declara la existencia de una infracción, dictará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y ordenará la suspensión del procedimiento sancionador. Posteriormente, si verifica el cumplimiento de dicha medida, concluirá el procedimiento; de lo contrario, reanudará el procedimiento, quedando el OEFA habilitado para imponer la sanción correspondiente.

1394. Asimismo, el Artículo 19° de dicha Ley, dispone que lo anterior no resultará aplicable cuando se trate de: a) infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas; b) realizar actividades sin contar con instrumentos de gestión ambiental o sin la autorización de operación, o en zonas prohibidas; y c) casos de reincidencia[1017], siempre que dicha afectación Por tanto, en caso se presenten estos supuestos no se aplicarán las reglas del procedimiento excepcional descritas en la referida Ley.

1395. En el presente caso, las infracciones correspondientes a las imputaciones N° 4 y 8 de las tablas 9 y 10 de la RSD de variación cuya comisión por parte de Petroperú se ha acreditado en la presente resolución son calificadas como infracciones muy graves por las Resoluciones de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD y N° 035-2015-OEFA/CD, conforme se observa en los cuadros de tipificación de ambas normas:

Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS					
LEYENDA Ley General del Ambiente: Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente Ley del SEIA: Ley N° 27446 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental Reglamento de la Ley del SEIA: Reglamento de la Ley N° 27446 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM					
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR)		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
1	NO COMUNICAR EL INICIO DE OBRAS				
1.1	No comunicar a la autoridad competente el inicio de obras para la ejecución del proyecto contemplado en el Instrumento de Gestión Ambiental, dentro de los treinta (30) días hábiles posteriores al mencionado inicio de actividades.	Artículo 57° del Reglamento de la Ley del SEIA.	LEVE	Amonestación	Hasta 100 UIT
2	DESARROLLAR ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.1	Incumplir lo establecido en los instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, sin generar daño potencial o real a la flora, la fauna, la vida o salud humana.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	GRAVE		De 5 a 500 UIT
2.2	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	GRAVE		De 10 a 1 000 UIT
2.3	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la vida o salud humana.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	GRAVE		De 50 a 5 000 UIT
2.4	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	MUY GRAVE		De 100 a 10 000 UIT
	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la vida o salud humana.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	MUY GRAVE		De 150 a 15 000 UIT

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD

[1017] **Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.**
"Artículo 19°.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras
(...)
Mientras dure el periodo de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes correspondientes. Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:
a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.
b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
c) Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un periodo de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción."

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS

LEYENDA

Ley General del Ambiente	Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente
Ley del Sinefa	Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental
Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM

	SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
	INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
1	OBLIGACIONES REFERIDAS AL INFORME AMBIENTAL ANUAL					
1.1	No presentar el "informe ambiental anual sobre el cumplimiento de la normativa ambiental durante el ejercicio anterior" dentro del plazo establecido.		Artículo 108° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	LEVE	Amonestación	Hasta 10 UIT
1.2	Presentar el "informe anual sobre el cumplimiento de la normativa ambiental durante el ejercicio anterior", conteniendo información falsa, inexacta o incompleta		Artículo 108° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	LEVE	Amonestación	Hasta 20 UIT
2	OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES					
2.1	No establecer o implementar mecanismos de difusión y alerta temprana a la población aledaña frente a derrames, incendios y otros incidentes ocasionados por acciones humanas o por fenómenos naturales		Artículo 65° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	LEVE	Amonestación	Hasta 100 UIT
2.2	No comunicar al OEFA la ejecución de actividades no previstas en el Plan de Contingencia implementadas por razones de emergencia ambiental		Artículo 5° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	LEVE	Amonestación	Hasta 100 UIT
2.3	No adoptar medidas de prevención para evitar la ocurrencia de un incidente o emergencia ambiental que genere un impacto ambiental negativo.	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	GRAVE		De 20 a 2 000 UIT
		Genera daño potencial a la salud o vida humana		GRAVE		De 30 a 3 000 UIT
2.4	No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 66° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	GRAVE		De 20 a 2 000 UIT
		Genera daño potencial a la salud o vida humana		GRAVE		De 30 a 3 000 UIT
		Genera daño real a la flora o fauna		MUY GRAVE		De 40 a 4 000 UIT
		Genera daño real a la salud o vida humana		MUY GRAVE		De 50 a 5 000 UIT
2.5	No cumplir con la rehabilitación complementaria del área contaminada o afectada por el siniestro o emergencia, cuando corresponda	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 66° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	GRAVE		De 20 a 2 000 UIT
		Genera daño potencial a la salud o vida humana		GRAVE		De 30 a 3 000 UIT
		Genera daño real a la flora o fauna		MUY GRAVE		De 40 a 4 000 UIT
		Genera daño real a la salud o vida humana		MUY GRAVE		De 50 a 5 000 UIT

1396. Por otra parte, ha quedado debidamente acreditado que la comisión de las infracciones correspondientes a las imputaciones N° 4 y 8 de las tablas 9 y 10 de la RSD de variación conllevó la generación de daño real a la salud humana de los personas cuyas comunidades se asientan en las áreas de influencia de los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II ONP y el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, toda vez que se acreditó la existencia de perjuicios actuales ocasionados a la salud, en sus facetas de bienestar físico, mental y social, derivados del desarrollo de las actividades de transporte de hidrocarburos a través del ONP (actividad humana).

1397. El daño real a la salud de las personas está debidamente individualizado, toda vez que se han identificado las personas que presentaron los perjuicios actuales a su salud, así como las comunidades afectadas, considerando bajo un enfoque intercultural que en las comunidades indígenas donde ocurrieron los derrames de petróleo crudo, la salud del individuo está vinculada con la salud de la sociedad en su conjunto[1018].

1398. La acreditación del daño real a la salud de las personas y comunidades se encuentra debidamente sustentado a través de los informes de los órganos de línea del OEFA como la Dirección de Supervisión y la Dirección de Evaluación, así como a través de los documentos emitidos por las instituciones competentes y la literatura científica que corrobora el análisis y los resultados obtenidos. Esto además evidencia que la determinación del daño real a la salud se construyó sobre la base de información objetiva, desde un enque no se limita a alguna faceta de la salud de las personas, sino que busca ser integral, comprendiendo la naturaleza compleja del desarrollo humano.

1399. En consecuencia, en el presente PAS ha quedado debidamente acreditado el cumplimiento de todos los requistos establecidos por el Artículo 19° de la Ley

1018 No obstante, aun cuando se adopte una interpretación restrictiva del concepto de salud desde un enfoque que lo entiende como ausencia de afección, se debe tener en cuenta que tanto en el derrame de Imaza como en el derrame de Morona se identificado el perjuicio a nivel físico de las personas que han sido identificadas, respecto de las cuales en específico, Petroperú no presentado medio probatorio que acredite que el deterioro sea atribuible a otra cuasa completamente distinta a la exposición al petróleo crudo.

N° 30230, por lo que no se aplicarán las reglas del procedimiento excepcional descritas en la referida ley.

B. Motivación por remisión de la la graduación de la sanción

1400. El Artículo 6° del TUO de la LPAG[1019] establece la posibilidad de motivar el acto administrativo mediante la declaración de conformidad con los fundamentos y conclusiones de anteriores informes obrantes en el expediente, a condición que se les identifique de modo certero y que por esta situación constituyan parte integrante del acto administrativo. Dicha norma además dispone la obligación de notificar tales informes conjuntamente con el acto administrativo.

1401. Por su parte, el Artículo 4° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD (en lo sucesivo, RPAS), la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos es la Autoridad Decisora en el PAS, la misma que es competente para determinar eterminar la existencia de responsabilidad administrativa, imponer sanciones, dictar medidas cautelares y correctivas, así como para resolver el recurso de reconsideración interpuesto contra sus resoluciones.

1402. El Artículo 10° del RPAS dispone que la Autoridad Decisora emitirá la resolución final determinando la existencia o no de responsabilidad administrativa respecto de cada infracción imputada, y de ser el caso, impondrá las sanciones y/o dicta las medidas correctivas que correspondan. Este acto administrativo deberá contener: (i) los fundamentos de hecho y de derecho sobre la determinación de responsabilidad administrativa respecto de cada infracción imputada; (ii) la graduación de la sanción de cada infracción imputada constitutivo de responsabilidad administrativa; y, (iii) las medidas correctivas, de ser el caso

1403. El 16 de julio del 2019, la Subdirección de Sanción y Gestión Incentivos de esta Dirección emitió el Informe Técnico N° 00257-2019-OEFA/DFAI/SSAG, documento mediante el cual realizó la graduación de la sanción de cada infracción imputada constitutiva de responsabilidad administrativa, al haberse acreditado en el presente PAS la comisión de las infracciones establecidas en la siguiente tabla:

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.
N°	**Conductas Infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación**
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del

[1019] Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS
"Artículo 6.- Motivación del acto administrativo
(...)
6.2 Puede motivarse mediante la declaración de conformidad con los fundamentos y conclusiones de anteriores dictámenes, decisiones o informes obrantes en el expediente, a condición de que se les identifique de modo certero, y que por esta situación constituyan parte integrante del respectivo acto. Los informes, dictámenes o similares que sirvan de fundamento a la decisión, deben ser notificados al administrado conjuntamente con el acto administrativo.
(...)".

	Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

1404. Habiendo revisado que la graduación de las sanciones se efectuó siguiendo rigurosamente lo establecido en la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores de graduación a ser utilizados en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, modificada por la Resolución de Consejo Directivo N° 024- 2017-OEFA/CD; que se analizó cada uno de los argumentos de defensa, así como de los medios de prueba presentados por el administrado en lo concerniente al cálculo de las multas aplicables; y, que en su integridad se encuentra debidamente motivado, esta Dirección en su calidad de Autoridad Decisora resuelve declarar su conformidad respecto al contenido del Informe Técnico N° 00257-2019-OEFA/DFAI/SSAG haciéndolo suyo y adjuntándolo a la presente resolución para su notificación conjunta al administrado.

1405. En consecuencia, de acuerdo a lo señalado en el Informe Técnico N° 00877-2019-OEFA/DFAI/SSAG del 16 de julio del 2019 y al haberse acreditado en la presente RD la comisión de las infracciones N° 4 y 8 de las tablas 9 y 10 de la RSD de variación, donde se verificó la generación de daño real y muy grave a la salud de las personas de manera objetiva e individualizada, corresponde la imposición de las siguientes multas:

N°	Conductas Infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación	Multa
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.	3,609.85 UIT.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	3,946.48 UIT.
N°	**Conductas Infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación**	**Multa**
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).	8,224.20 UIT
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	5,000.00 UIT
	Monto total de la multa expresada en UIT	20,780.53 UIT

I. RESPECTO A LO RESUELTO EN LA PRESENTE RESOLUCIÓN DIRECTORAL

C. Esquematización de lo resuelto por la DFAI

1406. A efectos de comprender los alcances de lo resuelto en la presente resolución se procederá a realizar un resumen de lo que se ha señalado hasta esta parte. En tal sentido, se debe partir por listar las infracciones administrativas en las cuales incurrió Petroperú, conforme a quedado acreditado en la presente resolución, las mismas que se muestran en las en las siguientes tablas:

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación

1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la flora y fauna.
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la flora y fauna.
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la salud humana.
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.
5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.
6	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
7	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.
6	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
7	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

1407. Por otro lado, del análisis efectuado en la presente resolución se determinó el archivo de los siguientes extremos de las imputaciones contempladas en las tablas N° 9 y 10 de la RSD de variación de la imputación de cargos:

N°	Presuntas conductas infractoras de la Tabla N° 9
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
N°	**Presuntas conductas infractoras de la Tabla N° 10**
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).

1408. En cuanto a las conductas infractoras respecto de las cuales se acreditó la responsabilidad por parte de Petroperú, del análisis efectuado se concluyó que existen efectos nocivos cuya corrección no ha sido acreditada y respecto de los cuales corresponde el dictado de sendas medidas correctivas, conforme a las siguientes tablas:

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación	N°	Medidas correctivas
	N° 1, 2, 3 y 4	1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspatubos inteligente del Km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan efectuar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos (Tabla N° 105)
		2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del Km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería. (Tabla N° 106)
		3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A., deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento. (Tabla N° 107)
		4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería. (Tabla N° 108)

	N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	5	Petroperú deberá deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia. (Tabla N° 109 y 110)

N°	Conductas Infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación	N°	Medidas correctivas
1	N° 1, 2, 3 y 4	1	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del Km. 206+035. (Tabla N° 111)
		2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica con la consecuente verificación del estado del revestimiento del tramo del ORN que comprende a la progresiva del Km. 206+035. (Tabla N° 112)
2	N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	3	**Primera Etapa:** Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza. (Tabla N° 113)
			Segunda Etapa: Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.
			Tercera Etapa: Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.
3	5, 6, 7 y 8	4	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona.(Tabla N° 114)
4		5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte ".(Tabla N° 115)

1409. En este punto resulta pertinente señalar que únicamente respecto de las infracciones N° 4 y 8 de las tablas 9 y 10 de la RSD de variación se ha verificado la generación de daño real y muy grave a la salud del personal, tipo de daño que ha sido plenamente acreditado, de manera objetiva e individualizada, ello sustentó la imposición de las siguientes multas:

M	Conductas Infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación	Multa
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.	3,609.85 UIT.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	3,946.48 UIT.
N°	**Conductas Infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación**	**Multa**
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).	8,224.20 UIT
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	5,000.00 UIT
	Monto total de la multa expresada en UIT	**20, 780.53 UIT**

D. La aplicación del principio de concurso de infracciones en el presente PAS

1410. En el presente caso, ha quedado acreditado la comisión de las infracciones correspondientes a las imputaciones N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de las Tablas N° 9 y 10 de la RSD de variación, las mismas que son distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley Nº 30230, pues no se aprecia que generen daño real a la salud o vida de las personas, se trate del desarrollo de actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o que configuren el supuesto de la reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de la RCD N° 026-2014-OEFA/CD[1020], respecto de tales infracciones correspondería emitir:

(i) Una primera resolución que determine la responsabilidad administrativa del infractor, ordene la correspondiente medida correctiva, de ser el caso y suspenda el PAS; y,
(ii) En caso de incumplirse la medida correctiva, una segunda resolución que sancione las infracciones administrativas.

1411. En cuanto a las infracciones correspondientes a las imputaciones Nº 4 y 8 de las Tablas Nº 9 y 10 de la RSD de Variación, se aprecia que las mismas se subsumen en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, toda vez que se acreditó el daño real a la salud de las personas ocasionados derivados de su comisión[1021]. Por tal motivo, se impusieron las respectivas sanciones, así como las medidas correctivas destinadas a revertir, corregir o disminuir en lo posible sus efectos nocivos en la salud de las personas.

1412. No obstante, en este punto resulta pertinente evaluar la aplicación del principio de concurso de infracciones contemplado en el inciso 6 del Artículo 248° del TUO de la LPAG conforme al cual cuando una misma conducta califique como más de una infracción se aplicará la sanción prevista para la infracción de mayor gravedad, sin perjuicio que puedan exigirse las demás responsabilidades que establezcan las leyes.

1413. Al respecto, en el presente PAS se ha determinado la comisión de 16 (dieciséis) infracciones administrativas, observándose que existen 4 (cuatro) conductas que califican como más de una infracción, conforme se detalla en la siguiente tabla:

N°	Infracciones (en base a las imputaciones contenidas en la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación)	Gravedad de la infracción	Conducta califique como más de una infracción
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la flora y fauna.	GRAVE SANCIÓN: De 10 a 1 000 UIT	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó

1020 **Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, aprobadas por la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD**
"Artículo 2°. - Procedimientos sancionadores en trámite
Tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:
2.1 Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19 de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.
2.2 Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19 de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva, y ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA-PCD, o norma que la sustituya, en aplicación de lo establecido en el segundo párrafo y la primera oración del tercer párrafo del artículo antes mencionado.
En caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa. Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su inscripción en el Registro de Infractores Ambientales. (…)".

1021 Los mismos que han sido expuestos en la RSD de inicio del PAS, la RSD de variación y en el Informe Final de Instrucción emitidos en el marco del presente PAS, que además serán desarrollados en la presente resolución directoral.

2	Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la flora y fauna.	MUY GRAVE SANCIÓN: De 100 a 10 000 UIT	las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la salud humana.	GRAVE SANCIÓN: De 50 a 5 000 UIT	
4	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.	MUY GRAVE SANCIÓN: De 150 a 15 000 UIT	
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.	GRAVE SANCIÓN: De 20 a 2 000 UIT	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.	MUY GRAVE SANCIÓN: De 40 a 4 000 UIT	
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.	GRAVE SANCIÓN: De 30 a 3 000 UIT	
8	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	MUY GRAVE SANCIÓN: De 50 a 5 000 UIT	

N°	Infracciones (en base a las imputaciones contenidas en la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación)	Gravedad de la infracción	Conducta califique como más de una infracción
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).	GRAVE SANCIÓN: De 10 a 1 000 UIT	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).	MUY GRAVE SANCIÓN: De 100 a 10 000 UIT	
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento:	GRAVE SANCIÓN: De 50 a 5 000 UIT	

	inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).		
4	**Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).**	MUY GRAVE SANCIÓN: De 150 a 15 000 UIT	
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.	GRAVE SANCIÓN: De 20 a 2 000 UIT	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.	MUY GRAVE SANCIÓN: De 40 a 4 000 UIT	
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.	GRAVE SANCIÓN: De 30 a 3 000 UIT	
8	**Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.**	MUY GRAVE SANCIÓN: De 50 a 5 000 UIT	

1414. Como es de verse, las cuatro (4) conductas que califican como más de una infracción son las mismas que las infracciones correspondientes a las imputaciones N° 4 y 8 de las Tablas N° 9 y 10 de la RSD de Variación, respecto de las cuales se impusieron las respectivas multas en cumplimiento de lo dispuesto por Artículo 19° de la Ley N° 30230. En ese sentido, lo resuelto en la presente resolución es concordante con lo establecido por el principio de concurso de infracciones.

1415. No obstante, dado que el referido principio dispone que se aplicará la sanción prevista para la infracción de mayor gravedad, sin perjuicio que puedan exigirse las demás responsabilidades que establezcan las leyes, resulta oportuno analizar las implicancias de ello respecto de las infracciones correspondientes a las imputaciones N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de las Tablas N° 9 y 10 de la RSD de variación.

1416. En la medida que durante el presente PAS se acreditó la comisión de estas infracciones administrativas y además se dictaron las respectivas medidas correctivas, de acuerdo al Artículo 19° de la Ley N° 30230, en caso incumpliese tales medidas, se debería emitir una segunda resolución que sancione las infracciones administrativas. Sin embargo, en aplicación del principio de concurso de infracciones ya no cabe la imposición de sanciones por tales infracciones si el administrado incumpliera las medidas correctivas dictadas, pero si la imposición de una multa coercitiva no menor a una (1) UIT ni mayor a cien (100) UIT, y en caso de persistir el incumplimiento se impondrá una nueva multa coercitiva, duplicando sucesiva e ilimitadamente el monto de la última multa coercitiva impuesta, hasta que el administrado acredite el cumplimiento de la medida correctiva correspondiente, conforme lo establecido en el

numeral 22.4 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental

E. La conducta procesal del administrado

Sobre la observancia del principio de buena fe procedimental

1417. De acuerdo al numeral 1.8 del artículo IV del TUO de la LPAG, el principio de buena fe procedimental establece que los actos procesales realizados por los administrados, los terceros interesados y la autoridad administrativa deben observar la buena fe, lo que se traduce en la prohibición de realizar afirmaciones falsas y/o acciones infundadas que perjudiquen a las partes o el desarrollo del procedimiento.

1418. Dentro de este marco, un supuesto de actuación procesal contrario a la buena fe procedimental es el abuso de derecho, el cual consiste, de acuerdo al Tribunal Constitucional, en una actuación procesal llevada a cabo desconociendo la finalidad que sustenta la existencia del derecho ejercido, con la finalidad de perjudicar a las partes en el procedimiento o al desarrollo del mismo[1022].

1419. En ese sentido, un acto procesal constituye un abuso de derecho cuando su ejercicio no es compatible con la finalidad del contenido esencial del derecho ejercido y cuando posee un objetivo perjudicial y dañoso para una de las partes del procedimiento o para el desarrollo del procedimiento mismo, cuyos efectos negativos son verificables sobre la esfera jurídica de una de dichas partes[1023].

1420. Sobre la base de lo anterior, corresponde evaluar los actos y manifestaciones procesales realizadas por el administrado, con la finalidad de comprobar si ha ejercido su derecho fundamental a la defensa de manera legítima o si existe un ejercicio que constituya un supuesto de abuso de derecho, contrario a la buena fe procedimental. En ese sentido, se verificará si las declaraciones del administrado se han realizado sobre la base de algún sustento que le permita afirmar sus alegaciones, como mínimo, en una aparente verosimilitud, o si se han realizado tendenciosamente.

1421. Dentro del marco legal del procedimiento administrativo, el numeral 1.2 del artículo IV del TUO de la LPAG regula el principio del debido procedimiento, el cual comprende al derecho a exponer argumentos y presentar alegatos, que forma parte del derecho de defensa. La finalidad de este derecho es que ningún ciudadano quede en estado de indefensión frente a una imputación de cargos por parte de la administración pública, permitiéndole defenderse postulando alegados y actuando medios probatorios.

1422. En el presente caso, dado que se trata de un procedimiento sancionador, la contraparte del administrado es OEFA, en la medida que la finalidad del presente procedimiento es tutelar al medio ambiente y la salud pública, el cual constituye un interés difuso que es protegido mediante el ejercicio de la fiscalización ambiental, en el marco de la Ley del SINEFA. Asimismo, al realizar sus descargos y alegatos, el administrado ejercita su derecho de defensa, el cual es un derecho fundamental de carácter procesal y que debe ser ejercido conforme a la buena fe procedimental.

[1022] Fundamento jurídico 12 de la sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 05296-2007-AA/TC:
"Se colisionaría también y en segundo lugar con la cláusula constitucional que proscribe el abuso del derecho y que aplicada al ámbito de los derechos fundamentales, supone la prohibición de desnaturalizar las finalidades u objetivos que sustentan la existencia de cada atributo, facultad o libertad reconocida sobre las personas. Los derechos, en otras palabras, no pueden utilizarse de una forma ilegítima, como ocurre en el caso cuestionado en que administrativa y judicialmente se ha obtenido un pronunciamiento contrario al orden jurídico, sino de manera acorde con lo que representan los objetivos de realización del individuo empero de manera compatible con los valores del propio ordenamiento".

https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2010/05296-2007-AA.pdf

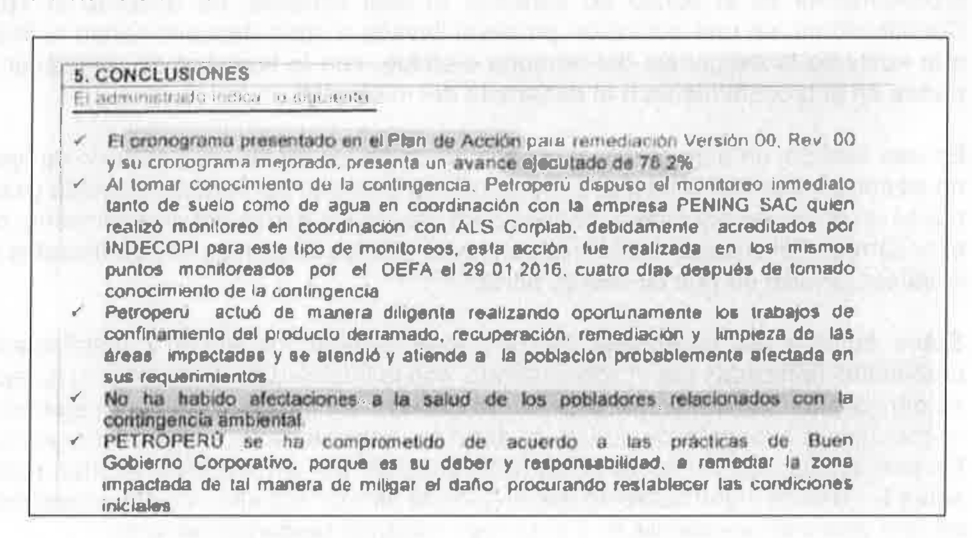
[1023] Priori Posada, Giovanni. "El principio de la buena fe procesal, el abuso del proceso y el fraude procesal". En: Revista Derecho y Sociedad N° 30. Derecho y Sociedad, Lima: 2008, pp. 325-341.



1423. En consecuencia, dentro del presente procedimiento, existirá un ejercicio ilegítimo del derecho de defensa del administrado, si es que se verifica que sus alegaciones son falsas, sin poder ser sostenidas ni siquiera de manera verosímil, pues en este supuesto existirá un ejercicio abusivo del derecho de defensa que perjudica el interés difuso que OEFA busca proteger, es decir, la tutela ambiental.

Respecto a los informes emitidos por la DS

1424. Mediante su escrito de descargos a la variación, Petroperú señaló que en el Informe de Supervisión Imaza 2 se indica que no se presentaron afectaciones a la salud a consecuencia del derrame de Imaza. Para sostener dicha afirmación, el administrado ha presentado un extracto del Informe de Supervisión Imaza 2, el cual se muestra a continuación[1024]:



5. CONCLUSIONES

El administrado indica lo siguiente

- ✓ **El cronograma presentado en el Plan de Acción** para remediación Versión 00, Rev. 00 y su cronograma mejorado, presenta un **avance ejecutado de 78.2%**
- ✓ Al tomar conocimiento de la contingencia, Petroperú dispuso el monitoreo inmediato tanto de suelo como de agua en coordinación con la empresa PENING SAC quien realizó monitoreo en coordinación con ALS Corplab, debidamente acreditados por INDECOPI para este tipo de monitoreos, esta acción fue realizada en los mismos puntos monitoreados por el OEFA el 29.01.2016, cuatro días después de tomado conocimiento de la contingencia
- ✓ Petroperú actuó de manera diligente realizando oportunamente los trabajos de confinamiento del producto derramado, recuperación, remediación y limpieza de las áreas impactadas y se atendió y atiende a la población probablemente afectada en sus requerimientos
- ✓ **No ha habido afectaciones a la salud de los pobladores relacionados con la contingencia ambiental**
- ✓ PETROPERÚ se ha comprometido de acuerdo a las prácticas de Buen Gobierno Corporativo, porque es su deber y responsabilidad, a remediar la zona impactada de tal manera de mitigar el daño, procurando restablecer las condiciones iniciales

1425. Sin embargo, el administrado ha omitido mencionar tendenciosamente que las afirmaciones contenidas en dicho extracto no son conclusiones de la Dirección de Supervisión, sino que son afirmaciones emitidas por el propio administrado, como claramente se indica en la parte subrayada de la imagen precedente.

Respecto al pronunciamiento del TFA

1426. El administrado afirma en sus descargos al inicio que el TFA afirma que las muestras fotográficas no causan certeza respecto a una imputación por si sola[1025]:

Medios Probatorios ofrecidos por la Autoridad Instructora	Comentario
Km. 440+781 del Tramo I	
Declaraciones juradas de las personas que viven cerca del río Chinaco, conforme se señala en el Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS	Las declaraciones juradas por sí mismas no constituyen medios probatorios idóneos para sustentar una afirmación científica, pues se requieren de exámenes médicos
Fotografía N° 18 del Informe de Supervisión Directa N° 633-2016-OEFA/DS-HID	El Tribunal de OEFA, en los fundamentos 36) y 37) de la Res. N° 148-2018-OEFA-TFA-SMEPIM, ha señalado que la muestra fotográfica por sí sola no causa certeza de la imputación efectuada. (Anexo 1.B)

1427. Los considerandos señalados por el administrado señalan lo siguiente:

1024 Página 71 del escrito de descargos a la variación.

1025 Página 12 del escrito de descargos al inicio.

"En tal sentido, a criterio de esta sala, con el fin de verificar la impermeabilidad de la zonas estanca correspondía efectuar una calicata entre los treinta (30) a sesenta (60) centímetros por debajo de la superficie, siendo que la zona impermeable se encontraría debajo de treinta (30) centímetros de una cubierta de tierra; no obstante, lo mencionado no ocurrió en el presente caso, dado que en la Supervisión Regular 2014, únicamente se verificó a nivel superficial, la presencia de vegetación en el suelo, lo cual fue registrado en tomas fotográficas.

Al respecto, corresponde señalar que, de la evaluación de la actuación probatoria efectuada por la DFSAI y del compromiso ambiental establecido en el EIA del administrado, no se advierte con claridad la ilicitud del acto y la responsabilidad que se le atribuye al administrado".

1428. Contrariamente a lo señalado por el administrado, los considerandos 36 y 37 de la Resolución N° 148-2018-OEFA/TFA-SMEPIM no señalan que las fotografías no permiten acreditar un impacto a la salud; lo que el TFA señala en dicha Resolución es que la infracción imputada en el caso particular del Expediente N° 872-2017-OEFA/DFSAI/PAS no quedaba acreditada con fotografías. En ese sentido, el TFA no ha descartado el uso de fotografías como medio probatorio, como pretende afirmar el administrado, pues el pronunciamiento citado contiene el análisis únicamente para ese caso en particular.

Respecto a los argumentos contradictorios de Petroperú

1429. Durante el informe oral del 22 de mayo del 2019, Petroperú afirmó haber realizado dos (2) inspecciones geométricas al ONP, en los años 2012 y 2015: una realizada con la empresa Baker Hughes Pipeline Inspection y otra con la empresa LIN SCAN Advanced Pipeline&Tank Services. Sin embargo, contradiciendo sus propias afirmaciones, durante el informe oral del 8 de julio del 2019 señaló que realizó tres (3) inspecciones geométricas, en los años 2012, 2013 y 2015.

1430. De la revisión de los documentos que obran en el expediente, no se observa resultados de una inspección geométrica, por tanto, y en la medida que el administrado no ha presentado documentos que sustenten su afirmación, se concluye que ha realizado una afirmación temeraria, sin sustento alguno, pues no ha acreditado la inspección geométrica en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

Conclusión

1431. De cada uno de los puntos reseñados y expuestos en el presente acápite, se ha verificado que Petroperú ha venido afirmando argumentos que se contradicen con sus propias actuaciones procesales, las cuales no resisten mayor análisis de verosimilitud en su sustentación. En consecuencia, se ha acreditado que el administrado y sus representantes han ejercido un derecho abusivo de su derecho a la defensa, contraviniendo así el principio de buena fe procedimental.

1432. Por lo tanto, en observancia de los principios de debido procedimiento y de buena fe procedimental, regulados en los numerales 1.2 y 1.8 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG respectivamente, se exhorta al administrado y a sus representantes a observar la buena fe procedimental en el ejercicio de su defensa, en cumplimiento del principio de impulso de oficio, regulado en el numeral 1.3 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG

En uso de las facultades conferidas en el literal c) del numeral 11.1 del Artículo 11° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, modificado por la Ley N° 30011, los Literales a), b) y o) del Artículo 60° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país y de lo dispuesto en el Artículo 4° el del

Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las infracciones indicadas en las Tablas N° 9 y 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación; por los fundamentos expuestos en el desarrollo de la presente Resolución, conforme se detalla a continuación:

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la flora y fauna. (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la flora y fauna. (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la salud humana. (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana. (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.
6	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
7	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica).
5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.

6	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
7	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

Artículo 2°.- Sancionar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. con una multa ascendente a un total de **20,780.53 Unidades Impositivas Tributarias (UIT)** vigentes a la fecha de pago por la comisión de las siguientes conductas infractoras que ocasionaron daño real y muy grave a la salud de las personas conforme a los fundamentos expuestos en el desarrollo de la presente Resolución y de acuerdo al siguiente detalle:

N°	Conductas Infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación	Multa
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.	3,609.85 UIT.
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	3,946.48 UIT.
N°	**Conductas Infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación**	**Multa**
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).	8,224.20 UIT
8	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	5,000.00 UIT
	Monto total de la multa expresada en UIT	**20, 780.53 UIT**

Artículo 3°.- Declarar el archivo del presente procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Petróleos del Perú – Petroperú S.A., respecto de las siguientes presuntas infracciones indicadas en las Tablas N° 9 y 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación, por los fundamentos expuestos en la presente Resolución Directoral:

N°	Presuntas conductas infractoras de la Tabla N° 9
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).

4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua).
N°	**Presuntas conductas infractoras de la Tabla N° 10**
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno).

Artículo 4°.- Ordenar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de la medidas correctivas señaladas en las Tablas N° 105 a la 115 de la presente Resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa.

Artículo 5°.- Apercibir a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que el incumplimiento de las medidas correctivas ordenadas en la presente Resolución generará la imposición de una multa coercitiva no menor a una (1) UIT ni mayor a cien (100) UIT que deberá ser pagada en un plazo de cinco (5) días, vencido el cual se ordenará su cobranza coactiva; en caso de persistirse el incumplimiento se impondrá una nueva multa coercitiva, duplicando sucesiva e ilimitadamente el monto de la última multa coercitiva impuesta, hasta que el administrado acredite el cumplimiento de la medida correctiva correspondiente, conforme lo establecido en el numeral 22.4 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 6°.- Para asegurar el correcto cumplimiento de la medida correctiva, se solicita a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. informar a esta Dirección los datos de contacto del responsable de remitir la información para la acreditación del cumplimiento de la medida correctiva impuesta en la presente Resolución Directoral, para lo cual se pone a su disposición el formulario digital disponible en el siguiente link: bit.ly/contactoMC

Artículo 7°.- Disponer que el monto de la multa sea depositado en la Cuenta Recaudadora N° 00068199344 del Banco de la Nación, en moneda nacional, debiendo indicar al momento de la cancelación al banco el número de la presente Resolución, sin perjuicio de informar en forma documentada al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental del pago realizado.

Artículo 8°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que el monto de la multa será rebajada en un diez por ciento (10%) si procede a cancelar la multa dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles, contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución y si no impugna el presente acto administrativo, conforme a lo establecido en el Artículo 14° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/PCD[1026].

[1026] **Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución del Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.**

Artículo 9°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que transcurridos los quince (15) días hábiles, computados desde la notificación de esta Resolución, que impone una sanción de multa, la mora en que se incurra a partir de ese momento hasta su cancelación total, generará intereses legales.

Artículo 10°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que en caso que la declaración de la existencia de responsabilidad administrativa adquiera firmeza, ello será tomado en cuenta para determinar la reincidencia del administrado y la correspondiente inscripción en el Registro de Infractores Ambientales (RINA), así como su inscripción en el Registro de Actos Administrativos (RAA).

Artículo 11°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que contra lo resuelto en la presente resolución es posible la interposición del recurso de reconsideración o apelación ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contado a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 216° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

Artículo 12°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., que el recurso de apelación que se interponga en el extremo de la medida correctiva ordenada no tiene efecto suspensivo, salvo en el aspecto referido a la imposición de multas. En caso el administrado solicite la suspensión de los efectos, ello será resuelto por el Tribunal de Fiscalización Ambiental, conforme lo establecido en el numeral 24.2 del Artículo 24° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

Artículo 13°.- Notificar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el Informe N° 00877-2019-OEFA/DFAI/SSAG del 16 de julio del 2019, el cual forma parte integrante de la motivación de la presente Resolución, de conformidad con el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS.

Regístrese y comuníquese;



Firmado digitalmente por:
MACHUCA BREÑA Ricardo Oswaldo FAU 20521286769 hard
Cargo: Director de la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.
Lugar: Sede Central - Lima\Lima\Jesus Maria
Motivo: Soy el autor del documento

RMB/umr/jbd/kps/jhc/mach/vvt/mp/rvl

"Artículo 14°.- Reducción de la multa por pronto pago
El monto de la multa impuesta será reducido en un diez por ciento (10%) si el administrado la cancela dentro del plazo de quince (15) días hábiles, contados desde el día siguiente de la notificación del acto que contiene la sanción. Dicha reducción resulta aplicable si el administrado no impugna el acto administrativo que impone la sanción; caso contrario, la Autoridad Decisora ordenará al administrado el pago del monto correspondiente al porcentaje de reducción de la multa."

Índice de Anexos de la Resolución Directoral

N°	Descripción
1	Registro fotográfico del Derrame de Imaza – integridad del ducto
2	Mapa de anomalías mensuales de precipitación enero-2016
3	Imagen N° 5 del Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA/DS-HID e Imagen N° 2 del Informe Preliminar N° 571-2016-OEFA/DS-HID
4	Orden de trabajo a terceros N° 4100004892
5	Fotografía de la Progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP
6	Mapa climático del Perú y de Anomalía Mensual de Precipitación correspondiente al mes de enero y de febrero de 2016 – pie de pág. 332, N 601
7	Procedimientos del Plan de Contingencia de Petroperú
8	Mapa con la extensión de suelo afectado del derrame de petróleo crudo en el km 440+781 del Tramo II del ONP.
9	Registro fotográfico del Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS-HID
10	Secuencia gráfica del avance del derrame de petróleo en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano
11	Registro Climático SENAMHI
12	Imagen N° 10 del Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID
13	Cuadernos de los Operadores de la Estación Andoas y de la Estación 5 - N574
14	Línea del tiempo de los hechos ocurridos en el derrame de Morona
15	Centros educativos y centros de salud próximos al derrame en el Km. 440+781 del tramo II del ONP.
16	Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales
17	Reporte Final de Emergencias Ambientales
18	Descripción del entorno físico y biológico próximo al distrito de Imaza en el PAMA del ONP
19	Fotografías que acreditan el impacto de la vegetación en el área de afectación del derrame de Morona.
20	Ubicación del ámbito del derrame de crudo en el Km. 206+035 del Ramal Norte del ONP – N 744
21	Criterios de evaluación y priorización en el ambiente físico, biológico y humano en el PAMA del ONP
22	Gráfico del alcance de concepto de ambiente
23	Detalle de las acciones realizadas para controlar el derrame en Imaza descritas en el Reporte Final de Emergencias Ambientales del 5 de febrero de 2016 – N 533
24	Centros educativos y centros de salud próximos al derrame en el Km. 206+035 del Ramal Norte del ONP.
25	Mapa de susceptibilidad a deslizamientos en áreas próximas al Km. 440+781 del tramo II del ONP.
26	Mapa de susceptibilidad a deslizamientos en áreas próximas al derrame en el Km. 206+035 del Ramal Norte del ONP
27	Vulnerabilidad física del terreno próximo al derrame en el Km. 440+781 del tramo II del ONP
28	Vulnerabilidad física del terreno próximo al derrame en el Km. 206+035 del Ramal Norte del ONP
29	Mapa de Ecosistemas en el Distrito de Imaza
30	Mapa de Ecosistemas en el Distrito de Morona
31	Boletín Climático Nacional enero 2016
32	Glosario de Términos de la Resolución Directoral.
33	Informe 00877-2019-OEFA/DFAI-SSAG del 16 de julio del 2019 (49 folios, 98 páginas) *No mantiene numeración correlativa a la presente Resolución Directoral.

Anexo N° 1: Registro fotográfico del Derrame de Imaza – integridad del ducto

Fotografía N° 1: Muestra que el derrame de petróleo crudo no ha sido controlado. El administrado se encuentra realizando movimiento de tierra en el área del punto de falta de la tubería.	
Fotografía N° 2: Muestra que el petróleo crudo está saliendo por una fisura de la tubería de 36" de diámetro. Asimismo, se observa que el deterioro de la tubería se produjo por efectos de corrosión externa.	
Fotografía 12: Vista cercana de zona de la tubería por donde fugaba el petróleo crudo, se observa una plancha soldada a la tubería con un tapón y una válvula de 2" de diámetro.	

Anexo N° 2: Mapa de anomalía mensuales de enero 2016

Km 440+781 del Tramo II del ONP

ECUADOR
COLOMBIA
TUMBES
LORETO
PIURA
AMAZONAS
LAMBAYEQUE
CAJAMARCA
SAN MARTIN
BRASIL
LA LIBERTAD
ANCASH
HUANUCO
UCAYALI
PASCO
JUNIN
CALLAO
LIMA
MADRE DE DIOS
OCÉANO PACÍFICO
HUANCAVELICA
CUSCO
ICA
AYACUCHO
APURIMAC
PUNO
AREQUIPA
BOLIVIA
MOQUEGUA
TACNA
CHILE

LEYENDA
ANOMALÍA (%)
> 100%
60 - 100%
15 - 60%
15 - -15%
-15% - -60%
-60% - -100%

PERÚ Ministerio del Ambiente | Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú - SENAMHI

ANOMALÍA MENSUAL DE PRECIPITACIÓN ENERO 2016
Mapa: PPV- Px
Fecha: Febrero 2016



Anexo N° 3: Imagen N° 5 del Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID e Imagen N° 2 del Informe Preliminar N° 571-2016-OEFA/DS-HID

Imagen N° 5 del Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA/DS-HID

Imagen N° 2 del Informe Preliminar N° 571-2016-OEFA/DS-HID

Anexo N° 4: Orden de Trabajo a Terceros N° 4100004892

PETROPERU

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
AV. ENRIQUE CANAVAL MOREYRA NRO. 150 SAN ISIDRO LIMA
R.U.C. NRO 20100128218
Teléfonos: 6145000 - Fax: 2117813

ORDEN DE TRABAJO A TERCEROS
N° 4100004892

Página 1 de 1

Departamento / Unidad UNIDAD MANTENIMIENTO DE LINEA	Lugar de Operación Piura	Sol. Ped. 1000031352 Fecha emisión 28.07.2016
Dirección de Operación Jr. Huánuco 228 Piso Piura Piura		[X] ESTIMADO PRECIOS UNITARIOS [ ] COTIZACIÓN DE SUMA ALZADA
Contratista SERVICORROSION EIRL	RUC N° 20479784753	N° Registro
Dirección JR. LOS CEIBOS URB. SANTA ISABEL 294 - PIURA - PIURA		Teléfono / Fax
Condición de pago Pago dentro de 10 días d	Número Interno CME - 40 - 1 - 0057 - 2016 - OLE-MAN4-ML	Número Externo CME - 0050 - 2016 - OLE PETROPERU

SIRVASE EFECTUAR EL SIGUIENTE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
	Por el servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica del Tramo ORN" MONITOREO PROTECCION CATODICA RAMAL NORT - Petroperu no proporciona facilidades para la ejecución del servicio - El contratista es el responsable directo de la ejecución del servicio - El contratista esta prohibido de tener en su nómina de personal a menores de 18 años para la ejecución del servicio - Son partes integrantes del presente contrato las bases técnicas y administrativas así como el numeral 8.2. del Reglamento de Contrataciones de PETROPERU S.A. vigente - Plazo de ejecución del servicio 40 días calendario	S/ 96,838.16 (Incluido I.G.V.)

OBSERVACIONES

USUARIO / SOLICITANTE			COORDINADO / RECOMENDADO	APROBADO POR
NOMBRE JFLORES	ANEXO		FIRMA SELLO	FIRMA RICARDO CERNA MORALES SELLO
DPTO / UNIDAD OLE-MAN4-ML	FECHA DIT MEMO			
INSTRUCCIONES AL CONTRATISTA 1. FACTURAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS DETALLAR LOS TRABAJOS EFECTUADOS E IMPORTE 2. EN LAS FACTURAS CONSIGNAR EL N° DE ESTA OTT Y ADJUNTAR ORIGINAL 3. TODA LA DOCUMENTACIÓN DEBE INGRESAR POR TRÁMITE DOCUMENTARIO DONDE EXISTIERA	FECHA INICIO DEL TRABAJO 01-SET-16 FECHA TERMINO DEL TRABAJO 10-OCT-16		TRABAJO ACEPTADO POR NOMBRE Rigoberto Rosas Rivas SERVICORROSION EIRL	TRABAJO RECIBIDO CONFORME FIRMA Y SELLO

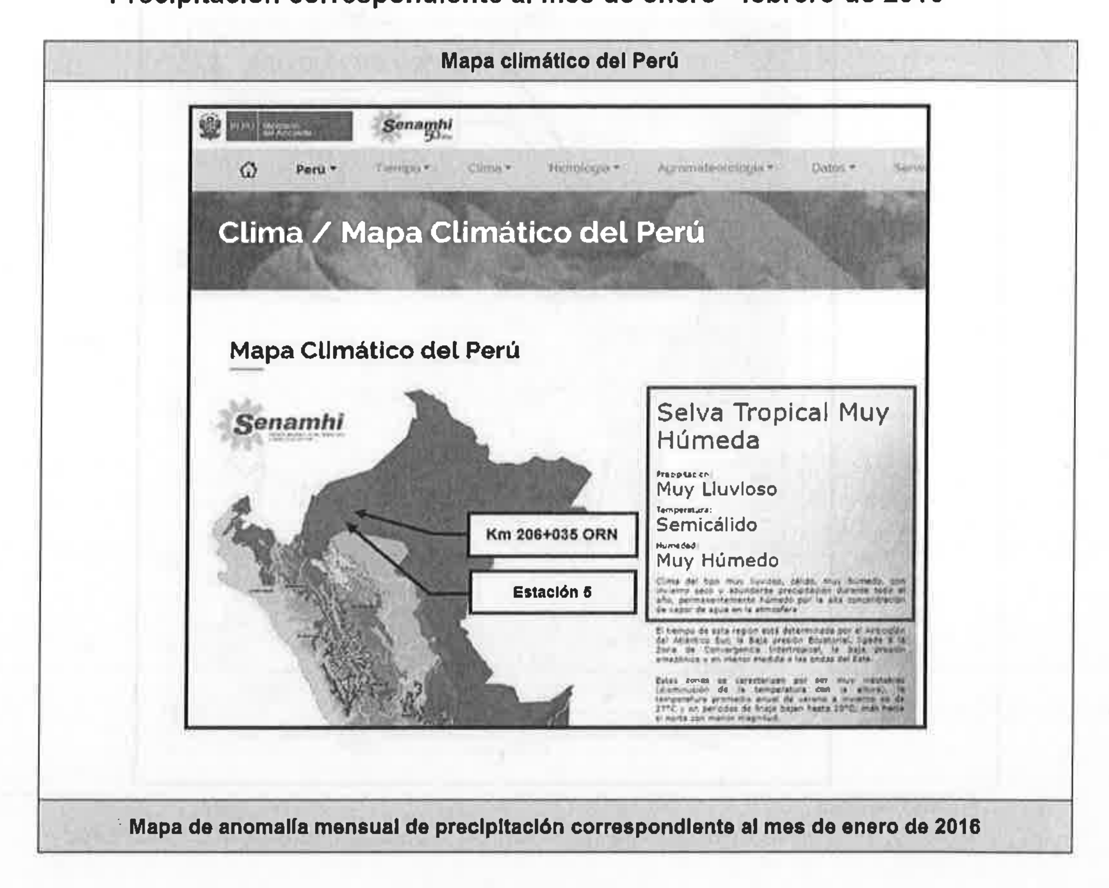
Anexo N° 5: Fotografía de la Progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP

Fotografía de la Progresiva del Km 206+035 del Ramal Norte del ONP

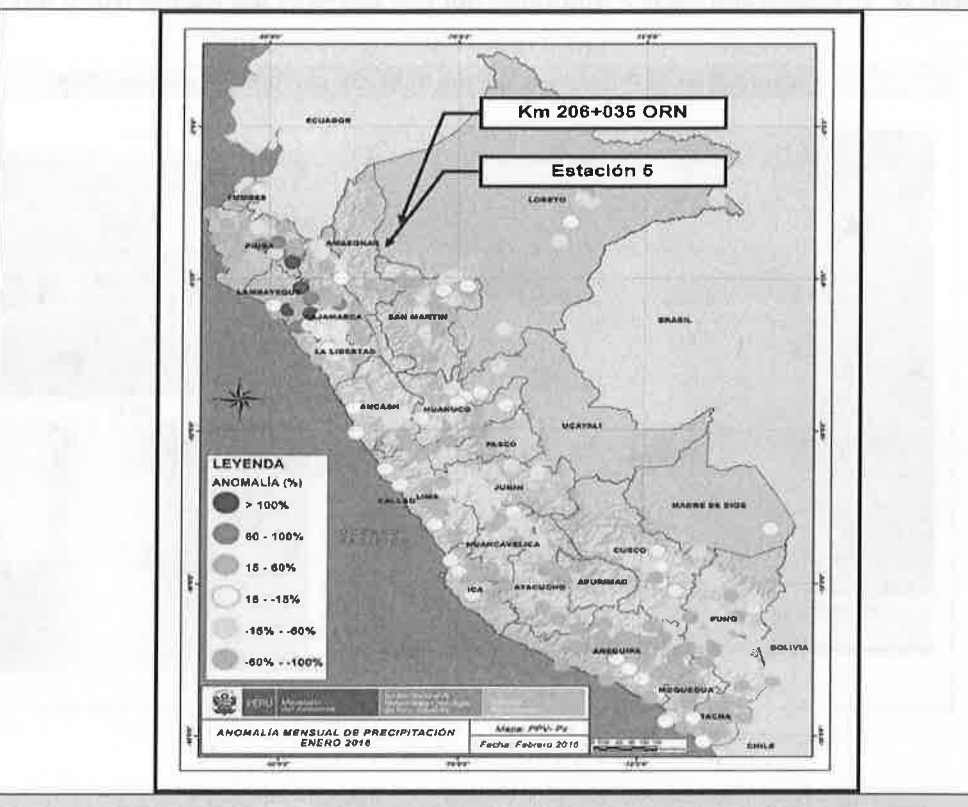


Anexo N° 6: Mapa climático del Perú y de Anomalía Mensual de Precipitación correspondiente al mes de enero - febrero de 2016

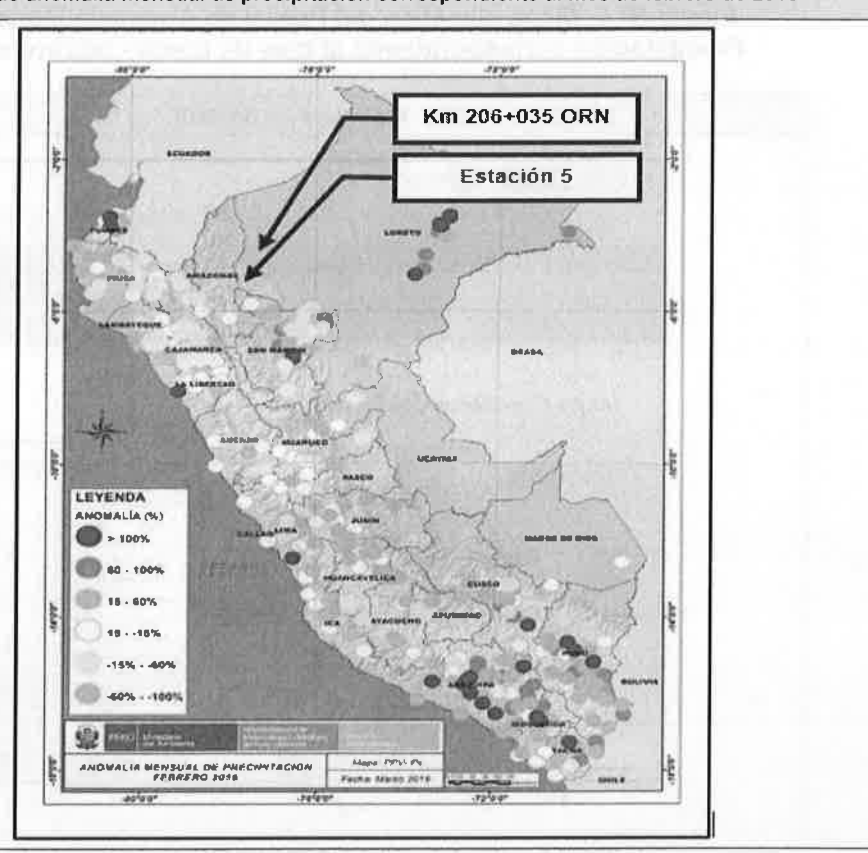
Mapa climático del Perú



Mapa de anomalía mensual de precipitación correspondiente al mes de enero de 2016

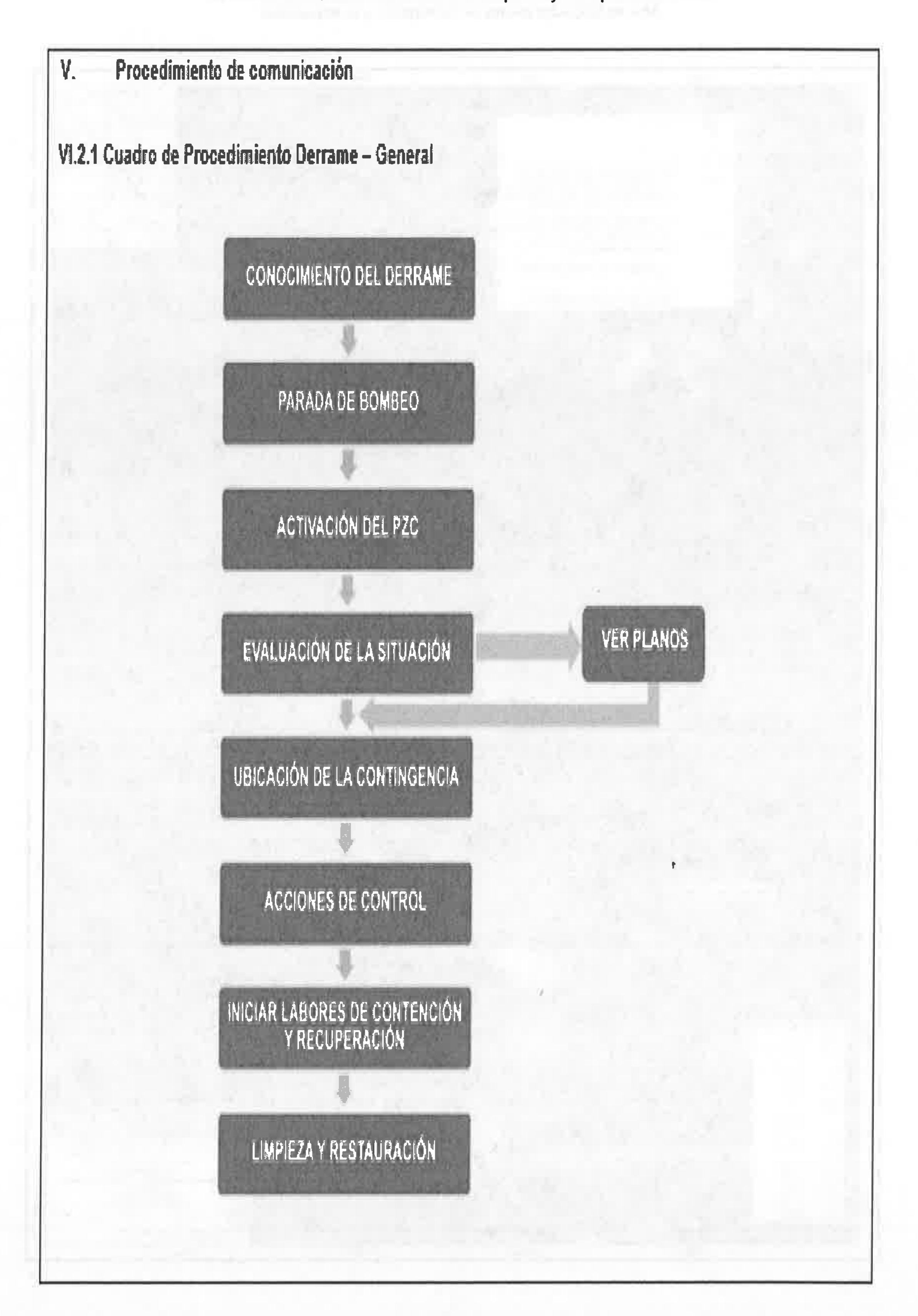


Mapa de anomalía mensual de precipitación correspondiente al mes de febrero de 2016



Fuente: Senamhi.

Anexo N° 7: Procedimientos del Plan de Contingencia de PETROPERÚ



Anexo N° 8: Mapa con la extensión de suelo afectado del derrame de petróleo crudo en el km 440+781 del Tramo II del ONP

Derrame Imaza

Anexo 9: Registro fotográfico del Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS-HID

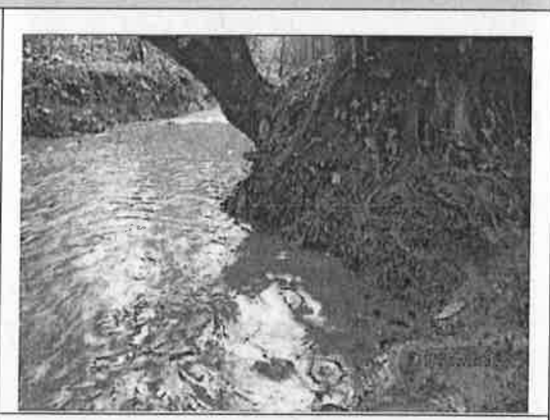
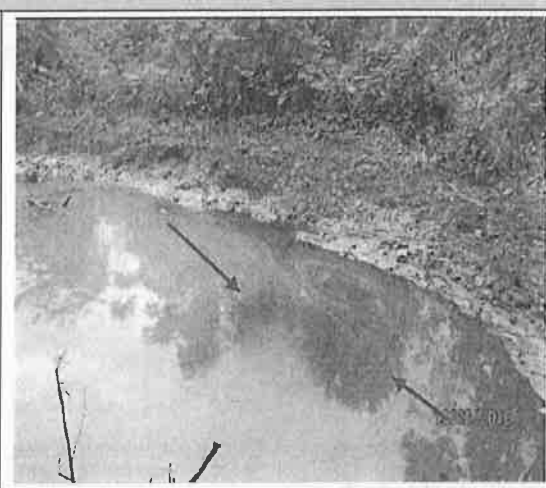
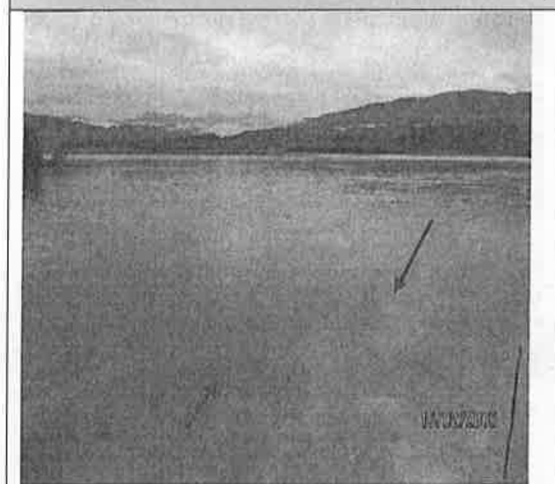
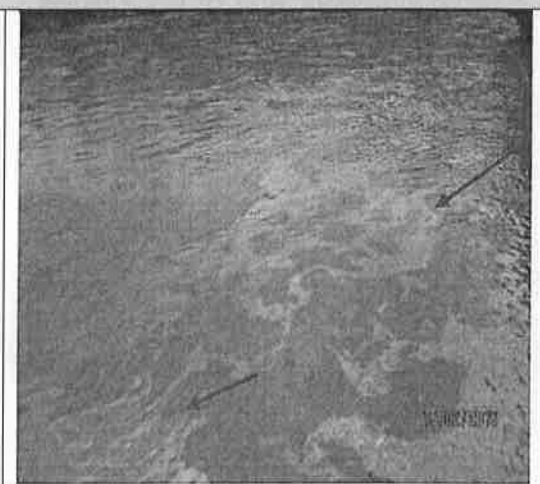
Imagen N° 1	
	
Muestra que el derrame de petróleo crudo no ha sido controlado. El administrado se encuentra realizando movimiento de tierra en el área del punto de falla de la tubería	Muestra que el petróleo crudo está saliendo por una fisura de la tubería de 36" de diámetro. Asimismo, se observa que el deterioro de la tubería se produjo por efectos de corrosión externa.
Imagen N° 2	
	
Vista panorámica en la cual muestra las áreas adyacentes al punto de la falla en la tubería, las cuales evidencian que el suelo se encuentra impregnado con hidrocarburos.	Muestra que el derrame de petróleo crudo no ha sido controlado, y que sigue realizando movimiento de tierra de la tubería en el Punto de falla. Afectando al suelo.
Imagen N° 3	
	
Muestra la afectación real al componente suelo en las márgenes derechas e izquierdas de la quebrada Inayo, como consecuencia del derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.	Muestra la afectación real sobre el componente suelo de la Quebrada Inayo como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.

Imagen N° 4	
	
Muestra la afectación real al componente suelo en las márgenes derecha e izquierda del río Chiriaco, como consecuencia del derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.	Muestra la afectación real sobre el componente suelo del río Chiriaco, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.
Imagen N° 5	
	
Imagen de captura de la filmación del programa Cuarto Poder, se observó afectación real al componente suelo en la quebrada Inayo, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.	Imagen de captura de la filmación del programa Cuarto Poder, se observó afectación real al componente suelo en la quebrada Inayo, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.
Imagen N° 6	
	
Muestra la afectación real al cuerpo agua en el cual se observa el recorrido del crudo derramado aguas abajo del punto del derrame y el cruce del puente Inayo.	Muestra la afectación real sobre las aguas de la Quebrada Inayo como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.

Imagen N° 7	
	
Muestra la afectación real al componente agua en la Quebrada Inayo, derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.	Muestra la afectación real sobre el componente agua de la quebrada Inayo como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.
Imagen N° 8	
	
Muestra la afectación real al componente agua en el río Chiriaco, como consecuencia del derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.	Muestra la afectación real al componente agua en el río Chiriaco, como consecuencia del derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.
Imagen N° 9	
	

Muestra la afectación real al componente agua en el río Chiriaco, como consecuencia del derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.	Muestra la afectación real al componente agua en el río Chiriaco, como consecuencia del derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.
Imagen N° 10	
	
Imagen de captura de la filmación del programa Cuarto Poder, se observó afectación real al componente suelo en la quebrada Inayo, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.	Imagen de captura de la filmación del programa Cuarto Poder, se observó afectación real al componente suelo en río Chiriaco, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP.
Imagen N° 11	
	
Muestra la afectación real al árbol de cacao por el derrame de petróleo ocurrido en el Km 206+031 del Ramal Norte.	Muestra la afectación real sobre flora por el crudo derramado.
Imagen N° 12	
	
Muestra la afectación real flora que se encuentra ubicada en el margen derecho e izquierdo de la quebrada Inayo.	Muestra la afectación real flora que se encuentra ubicada en el margen derecho del río Chiriaco.
Imagen N° 13	



Muestra la afectación real al componente flora en las márgenes derechas e izquierda del río Marañón, derrame ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.



Muestra la afectación real sobre el componente flora del río Marañón como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II del ONP. A 1.6 km de distancia aproximadamente en las aguas del río Marañón (margen derecho).

Imagen N° 14



Imagen de captura de la filmación del programa Cuarto Poder, se observó afectación real al componente flora en la quebrada Inayo, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.



Imagen de captura de la filmación del programa Cuarto Poder, se observó afectación real al componente flora en el río Chiriaco, como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Km 440+781 del Tramo II de ONP.

Imagen N° 15

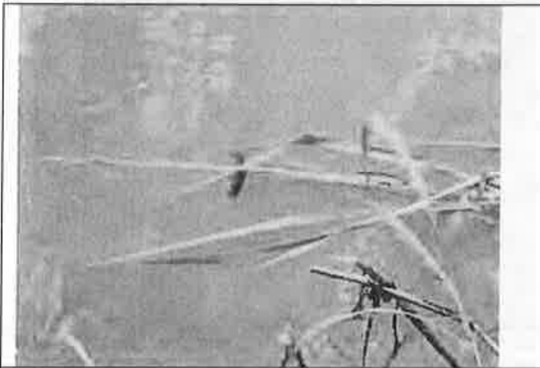


Muestra de peces llamados "plateados", los cuales están nadando aletargadamente; ubicados en un canal de regadío que toma agua de la quebrada Inayo. Sobre la superficie se observa manchas iridiscentes.

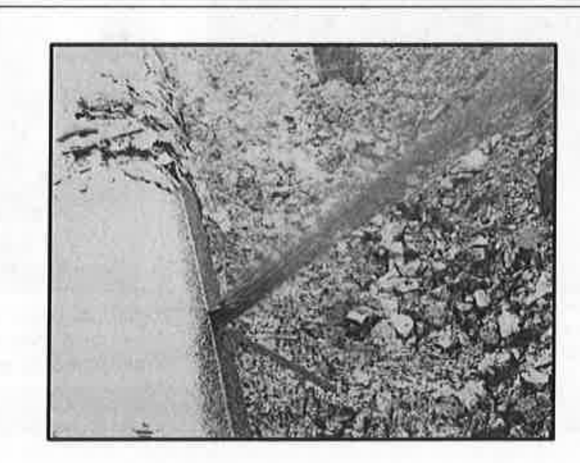


Vista de peces muertos (primeros estadios), ubicados a una orilla de la quebrada Inayo, cerca de la toma de agua para canal de regadío.

Imagen N° 16

	
Muestra de un pez llamado "plateado" que ha perdido movimiento. Se observa iridiscencia sobre la superficie del agua.	Muestra de un panal de hormigas tipo "termitas" el cual ha sido afectado por el petróleo crudo.
Imagen N° 17	
	
Muestra un individuo denominado *Amereega sp*, sobre vegetación impregnada con petróleo crudo.	Muestra de plantas de plátanos, se observa las hojas (haz) cubiertas con petróleo crudo.

Anexo 10: Secuencia gráfica del avance del derrame de petróleo en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.

Foto N° 1: Falla del ducto en el km 440+781 de fecha 27.01.2016.	
Foto N° 2: el fluido del derrame sigue el cauce de una quebrada sin nombre (estacional) la cual es afluente de la quebrada Inayo	

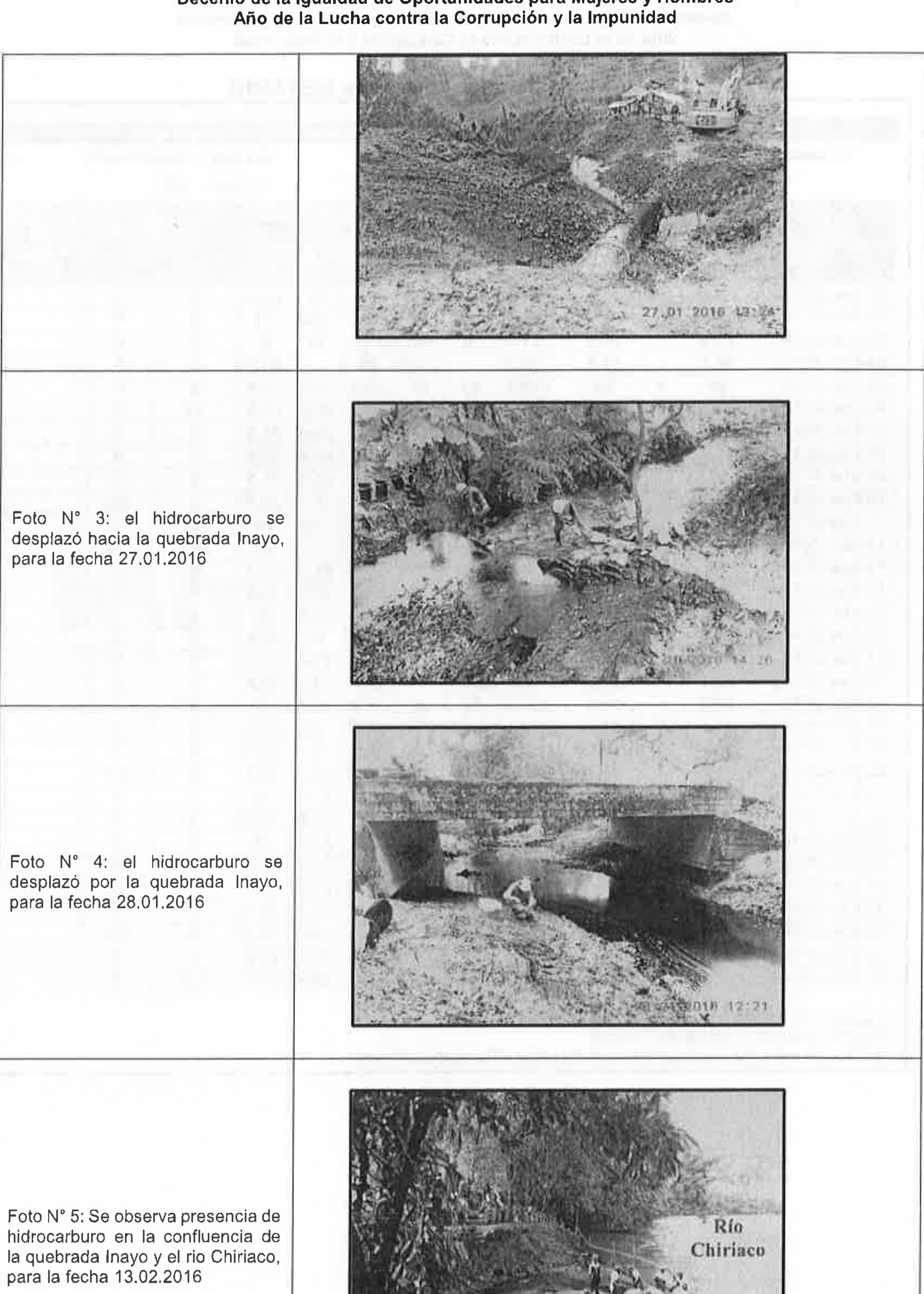


Foto N° 3: el hidrocarburo se desplazó hacia la quebrada Inayo, para la fecha 27.01.2016	
Foto N° 4: el hidrocarburo se desplazó por la quebrada Inayo, para la fecha 28.01.2016	
Foto N° 5: Se observa presencia de hidrocarburo en la confluencia de la quebrada Inayo y el rio Chiriaco, para la fecha 13.02.2016	

Anexo 11: Registro Climáticos SENAMHI

Estación : ARAMANGO , Tipo Convencional - Meteorológica

Departamento : AMAZONAS Provincia : BAGUA Distrito : ARAMANGO Ir :

Latitud : 5° 25' 10.5" Longitud : 78° 26' 10.1" Altitud : 527

Dia/mes/año	Temperatura Max (°c)	Temperatura Min (°c)	Temperatura Bulbo Seco (°c)			Temperatura Bulbo Humedo (°c)			Precipitacion (mm)		Direccion del Viento 13h
			07	13	19	07	13	19	07	19	
01-Ene-2016	30.5	20.5	21.5	28.8	25.5	20.8	25	23.5	0	0	
02-Ene-2016	34	20	22	29.5	26	21.8	24.8	23	0	0	
03-Ene-2016	33.2	20.5	21.8	30	26.6	21.5	24	25	0	0	
04-Ene-2016	34.8	19.8	20.2		25.8	20		23.8	0	0	
05-Ene-2016	34	19	20.4	33	27	20.2	25.8	23.8	0	0	
06-Ene-2016	33.5	20.5	22	31.6	24.8	21.8	25.5	23.5	12	0	
07-Ene-2016	33.8	22	23	29.8	25.5	22.8	25.5	23.6	6	0	
08-Ene-2016	35.5	20.5	20.6	34.2	28.4	20.5	26.8	26.5	0	0	
09-Ene-2016	37	20.8	22	34.2	29.5	21.8	27.4	25.5	0	0	
10-Ene-2016	33.7	22.1	24	32.6	27	23.8	26.2	25.4	2	5.8	
11-Ene-2016	36.5	22	22.8	32	28.8	22.2	25.2	24	0	0	
12-Ene-2016	33.6	22	22.8	25.4	24.2	22.4	24.2	23	24.8	1.5	
13-Ene-2016	35	21.8	22	34.2	28.8	21.7	26.6	24.8	0	0	
14-Ene-2016	36.5	21.2	21.5	33.5	29	21.3	26.8	24.5	0	0	
15-Ene-2016	37.4	20.5	21	32	28.5	20.6	25.8	24	0		
16-Ene-2016	35.8	21.2	22.5	31.2	26.2	22	25	24.8	0	0	
17-Ene-2016	37.4	21.6	22.2	33	28	22	27.2	24.2	0	0	
18-Ene-2016	32.5	22.2	23	27.5	26	22.8	24.5	23.8	0	0	
19-Ene-2016	33.6	21.5	21.8	32	27	21.2	26.4	24	0	0	
20-Ene-2016	35.5	21.5	22.5	31.8	25.5	22.2	25	24.8	0	0	
21-Ene-2016	34.6	20.8	22	31.4	26	21.5	24.8	23.4	0	0	
22-Ene-2016	35	20.6	21.8	29.8	25	21.5	24.2	23.5	0	2.8	
23-Ene-2016	36.4	21	21.5	33.5	26.8	21.2	27.5	24	0	0	
24-Ene-2016	36.5	21	21.8	33.5	28.6	21.2	24.8	24.2	1	0	
25-Ene-2016	37.5	21.2	21.6	35.6	30.5	21.5	28.8	26	0	0	
26-Ene-2016	34.8	21	22.2	34.8	28	21.8	26.4	24.5	0	0	
27-Ene-2016	31.2	20.8	21.5	28.4	27	21	24.2	25	0	20	
28-Ene-2016	34.8	21.4	22.5	32	26.2	22.2	26.7	26.4	0	0	
29-Ene-2016	35	22	22.2	24.2	25.5	22	24	24.2	0	2.2	
30-Ene-2016	34.6	22	22	31	27.8	22	25.5	24.8	0	0	
31-Ene-2016	37.5	21.8	22	34.6	28.6	22	26.6	25.2	3.8	0	

* Fuente : SENAMHI - Oficina de Estadistica
* Informacion sin Control de Calidad
* El uso de esta Informacion es bajo su entera Responsabilidad

017-12-10 Bienvenidos a la Intranet - SENAMHI

Día/mes/año	Temperatura Max (°C)	Temperatura Min (°C)	Temperatura Bulbo Seco (°C)			Temperatura Bulbo Húmedo (°C)			Precipitación (mm)	
			07	13	19	07	13	19	07	19
01-Ene-2016	28.8	22	22.8	26.6	26.4	22.5	24.8	25.2	0	2
02-Ene-2016	30.2	22.6	23.4	28.4	25.2	23	25.3	24	3	6.2
03-Ene-2016	31.4	22.6	23.6	29.6	25.6	23.2	26	24.2	.7	0
04-Ene-2016	32	22.4	23	27.8	26.6	22.4	24.6	25.6	2.8	13
05-Ene-2016	32.4	22.2	22.8	31	25.6	22.2	26	24.6	0	0
06-Ene-2016	32.5	22.4	24.2	30.6	26.2	23.5	26.5	24.5	0	0
07-Ene-2016	31.6	22.8	24	30	26.6	23.5	25.6	25.5	8.8	1.8
08-Ene-2016	34.5	22.5	23	33	27.4	22.8	26.8	25.6	0	0
09-Ene-2016	35	23	23.8	34	27.2	23.4	26.8	25.8	0	7
10-Ene-2016	35	23.4	24.4	32.6	29.2	24	26	27	16.8	0
11-Ene-2016	31.4	22.4	23	27.6	26.8	22.5	24.5	25.6	7.8	10.5
12-Ene-2016	27	22.6	24.8	24.8	24.4	24.2	24	24	0	1.2
13-Ene-2016	34.8	22.4	23.2	31.6	26.6	22.6	26.5	25.4	0	0
14-Ene-2016	35	22	22.8	32.6	26.6	22.2	26.6	24.8	0	0
15-Ene-2016	33.6	21.6	22.2	28.6	27.4	21.8	25.6	25.6	0	0
16-Ene-2016	33.6	22.2	23.8	32	27	22.8	26.8	25.7	0	0
17-Ene-2016	34	22.4	24.2	31.2	27.2	23.5	26.5	25.1	0	0
18-Ene-2016	32.3	24	24.4	29	27	24	26	25	2.6	0
19-Ene-2016	32.6	22	22.8	31.2	27.6	22	25.2	26	0	0
20-Ene-2016	30	23.5	24.4	29.6	24.7	23.6	25.8	23.8	0	.8
21-Ene-2016	33	23.2	24	32.8	27.4	23.5	26	25.8	0	0
22-Ene-2016	33	23.5	24.2	31.8	26.4	23.7	26.2	25.2	.4	0
23-Ene-2016	34.2	23.8	24.4	32	26.2	24	27	25.4	0	11.7
24-Ene-2016	34.5	23.6	24.2	33.8	26.8	23.7	26.9	24.6	.5	1
25-Ene-2016	35.7	23	23.8	34	28.6	23.4	27.4	26.6	0	0
26-Ene-2016	34.6	22.8	23.5	33	27.8	23	27.5	26.2	0	0
27-Ene-2016	29.2	22.8	23.4	26	26.4	23	24.8	24.7	0	23.5
28-Ene-2016	32	23	24.2	30.4	27.4	23.6	26.8	25	0	0
29-Ene-2016	30.5	23.2	23.6	27	26.2	23	23.8	24.8	0	4.5
30-Ene-2016	33.5	23	23.6	30.6	28	23.2	25.8	26.4	0	0
31-Ene-2016	36	22.4	22.8	33.8	27.2	22.5	26	26	0	0

Anexo 12: Imagen N° 10 del Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID

Imagen N° 10 del Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID	
	
Muestra la barrera de contención instalada en el cauce de la Quebrada Cashacaño, el mismo que no fue suficiente para contener el crudo que continúa su desplazamiento hacia el Río Morona. Coordenada WG84: 9526887N/0251184E	Muestra afectación real a las aguas del Río Morona, se observa el crudo desplazándose sobre las aguas del Río Morona. La mancha de crudo llegó hasta las aguas del Río Morona, debido a que los sistemas de contención instalados no fueron suficientes. Coordenada WG84: 9524268N/0251864E

Anexo 13: Cuadernos de los Operadores de la Estación Andoas y de la Estación 5

Cuaderno del operador de Andoas del Oleoducto Norperuano operado por Petróleos del Perú - Petroperú S.A

02.02.2016

02.02.2016
07:50 Se observa presión de descarga de Estación de 61.8 Kg/cm² de inmediato se comunicó al supervisor de Estación (...)

02.02.2016
13:00 Bombeo de parada por problemas en la presión de descarga de 80 Kg/cm hasta 61.8 Kg/cm

Cuaderno del operador de la Estación 5 del Oleoducto Norperuano operado por Petróleos del Perú - Petroperú S.A.

02.02.2016

02.02.2016
08:18 Estación Andoas paró bombeo por disminución de la presión de descarga.

03.02.2016

03.02.2016
09:57 J. Siniestas comunicó el hallazgo de rotura en Km 206 (...)

Anexo 14: Línea de tiempo de los hechos ocurridos en el derrame de Morona

02/02/2016
- 07:50 hrs Se detectó la caída de la presión de bombeo en la Estación Andoas y Estación 5
- 8:18 hrs Se paró el bombeo en Estación Andoas

03/02/2016
- 17:50 hrs Se recibió alerta de poblador sobre mancha de crudo a 13 Km de Com Mayuriaga
- Petroperú activó su Plan de Contingencias
- Se envió cuadrilla por vía fluvial para habilitar un helipuerto

04/02/2016
- La cuadrilla llegó al lugar de la falla, tomó sus características e informó a Estación 5
- La cuadrilla contrató personal para colocar barreras en la Quebrada Copal
- Se coordinó con contratistas para instalar barreras de contención.
- El helicóptero no pudo dejar las camisas de reparación y barreras de contención y otros necesarios para obturar la falla.

05/02/2016
- Se traslado personal y barreras de contención vía aérea a la Quebrada
- Personal de Mantenimiento de Línea llegó al Km 206+035 a tomar datos para transmitir a la Estación 5.
- Se coordinó la contratación de personal para instalar barreras de contención, recuperar crudo y soldadores homologados.
- Se culmina la habilitación del helipuerto.

06/02/2016
- El helicóptero no pudo abastecer de equipos y suministros a la emergencia por mal tiempo.
- Se detectó en Quebrada Cashacaño grumos de crudo y se instaló barreras artesanales.
- Llegan equipos de Piura a la Estación 5. Se coordinó personal adicional (60) para colocar barreras.

07/02/2016
- Personal arribó al Km 206 para reforzar la instalación de barreras y recuperación de crudo.
- Se efectuó instalación de barreras, recuperación de crudo en la Quebrada Cashacaño
- Se cargó suministros para enviarlos vía fluvial a Cashacaño.
- Se transportó vía aérea personal y suministros a la emergencia.

08/02/2016
- Se transportó vía aérea suministros para la emergencia (2 vuelos)
- Se instaló la mitad de una camisa de refuerzo sobre el ducto, y se eliminó la fuga de petróleo.

09/02/2016
- Se transportó vía aérea suministros para la emergencia
- Se realizó la instalación de una grapa provisional en la tubería que controló la fuga de petróleo.
- Continuaron labores de instalación de barreras y limpieza de manchas de crudo en la Quebrada Cashacaño y Río Morona.

Anexo 15: Centros educativos y centros de salud próximos al derrame en el km 440+781 del tramo II del ONP.

LEYENDA
Derrame Imaza
Locales_Escolares
Infraestructura Salud
Suelos afectados
Oleoducto Nor Peruano

Derrame Imaza

IMAZA

BAGUA

CENTROS EDUCATIVOS MAS CERCANOS A 5 KM

ID	CENTRO EDUCATIVO	CENTRO POBLADO	DISTANCIA (M)
1	17805	VILLA HERMOSA	811
2	JAPANTS	JAPANTS	[illegible]
3	17145	[illegible]	[illegible]
4	316	[illegible]	[illegible]
5	PAKUN	PAKUN	[illegible]
6	17349	PAKUN	[illegible]
7	17138	PUERTO PAKUY	[illegible]
8	[illegible]	[illegible]	[illegible]
9	SHUSHUNGA	SHUSHUNGA	[illegible]
10	JUAN VELASCO ALVARADO	[illegible]	[illegible]
11	FRANAJAIN	CHIRIACO	[illegible]
12	TECNICO INDUSTRIAL TUPAC AMARU	CHIRIACO	[illegible]
13	[illegible]	CHIRIACO	[illegible]
14	[illegible]	SHUSHUNGA	[illegible]
15	17164	YANGUNGA	[illegible]
16	210	CHIRIACO	[illegible]
17	BUCHIGKIS	[illegible]	[illegible]
18	UMUKAI PAKUI	[illegible]	[illegible]
19	FE Y ALEGRIA 62 SAN JOSE	WACHAPEA	[illegible]
20	284	[illegible]	[illegible]
21	17808	[illegible]	[illegible]

CENTROS DE SALUD MAS CERCANOS A 6 KM

ID	NOMBRE	CLASIFICACION	TIPO	DISTANCIA
1	CHIRIACO	CENTROS DE SALUD O CENTROS MEDICOS	ESTABLECIMIENTO DE SALUD SIN INTERNAMIENTO	[illegible]
2	SAN RAFAEL	PUESTOS DE SALUD O POSTAS DE SALUD	ESTABLECIMIENTO DE SALUD SIN INTERNAMIENTO	[illegible]
3	PAKUN	PUESTOS DE SALUD O POSTAS DE SALUD	ESTABLECIMIENTO DE SALUD SIN INTERNAMIENTO	[illegible]
4	[illegible]	PUESTOS DE SALUD O POSTAS DE SALUD	ESTABLECIMIENTO DE SALUD SIN INTERNAMIENTO	[illegible]
5	[illegible]	PUESTOS DE SALUD O POSTAS DE SALUD	ESTABLECIMIENTO DE SALUD SIN INTERNAMIENTO	[illegible]

CENTROS EDUCATIVOS Y CENTROS DE SALUD PRÓXIMOS AL DERRAME EN EL KM 440 + 781 DEL TRAMO II DEL ONP

Anexo 16: Reporte preliminar de emergencias ambientales

2. DEL EVENTO			
Nombre de la instalación:	**Oleoducto Nor Peruano**		
Fecha: **03.02.2016**	Hora de Inicio:	Hora de Término: **Por determinar**	
Área afectada: **Por determinar**	Cantidad Derramada: **Por determinar**		
Lugar donde ocurrió: Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del cruce con el río Mayuriaga	Coordenadas: WGS 84	ESTE: NORTE:	
Localidad:	Zona: 18 S	Distrito:	
Provincia: Datem del Marañón		Departamento: Loreto	
DEL POSIBLE ORIGEN DE LA EMERGENCIA AMBIENTAL:			
Origen del evento (marca con una x):			
Por factores climáticos[1]		Por falla humana[2]	
Por factores tecnológicos[3]		Por acto de terceros[4]	
Por otros factores		Precisar: **Por determinar**	

Descripción del evento:

Al finalizar la tarde del día 03.02.2016 se recibió la comunicación radial entrecortada de lugareños manifestando la existencia de una mancha de crudo en el derecho de vía del Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del río Mayuriaga.

Gerencia Oleoducto activó su Plan de Contingencia, movilizando una cuadrilla de personal y equipos a la zona del evento desde la Estación 5, para confirmar la información y de ser cierta, implementar las acciones correspondientes y atender la emergencia.

Anexo 17: Reporte Final de emergencias ambientales

2. DEL EVENTO		
Fecha: **03.02.2016**	Hora de Inicio: 18:00 Horas	Hora de Término: 08.02.2016 a horas 18:15 (cuando se terminó de colocar la grapa).
Lugar donde ocurrió: **PROGRESIVA KM. 206+035 DEL OLEODUCTO RAMAL NORTE (N: 9´524,329.4/ E: 237,145.1)**		
Localidad: **A 13 KM. del cruce del Ramal Norte con el río Mayuriaga**	Zona: 18S	Distrito:
Provincia: Datem del Marañón		Departamento: Loreto

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL EVENTO[1]:

- Al finalizar la tarde del día 03.02.2016 se recibió la comunicación radial entrecortada de un poblador de la zona de Mayuriaga, indicando la existencia de una mancha de petróleo crudo en el derecho de vía del Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del cruce con el río Mayuriaga. La zona es agreste, de difícil acceso y con precipitaciones pluviales frecuentes.
- El personal del Oleoducto aplicó su Plan Zonal de Contingencia movilizando una cuadrilla de personal y equipos a la zona del evento desde la Estación 5, para implementar las acciones correspondientes para atender la emergencia.

CAUSAS QUE ORIGINARON EL EVENTO:

- Por determinar. El día 06.02.16 un morador de puerto alegría, informó a rotafono de Radio Programas del Perú, sobre la presencia de petróleo crudo a la altura de puerto alegría y santa rosa, ubicadas a inmediaciones del río morona, así mismo dio a conocer que se habia producido una rotura en la tubería del ORN por el impacto de un rayo.

Anexo 18: Descripción del entorno físico y biológico próximo al distrito de Imaza en el PAMA del ONP

"1. Geología
El Oleoducto Nor-peruano atraviesa cuatro cuencas sedimentarias: Santiago, Bagua, Sechura y Marañón. La cuenca del Marañón se encuentra cubierta por rocas del terciario.

2. Geomorfología
La estación inicial de bombeo y patio de tanques está ubicada en la orilla del río Marañón en el Distrito de San José de Saramuro. La ruta entre la confluencia de la Estación 1 (San José de Saramuro) y el río Urituyacu, pasa por continuos aguajales situados a lo largo de la orilla, del río Marañón.

A lo largo de toda la sección, desde la localidad de San José de Saramuro hasta el cruce del río Pastaza, los terrenos atravesados están cubiertos por aguajales y pantanos. El suelo está formado principalmente de arcilla y arena:
A 1 O km al Oeste del río Pastaza, cerca de las localidades de San Lorenzo y Barranca, la ruta pasa por terrenos más altos (10 a 15 m.s.n. del río) y ligeramente ondulados; en donde existen parcelas dedicadas al cultivo y a la ganadería.

***3. Hidrología* - Estación 6**
Esta estación se ubica en la cuenca del río Marañón. Uno de sus principales afluentes es el río Imaza (Chiriaco).

4. Suelos – Estación 6
Representada por suelos predominantemente ácidos, medianamente profundos, con tono rojizo-amarillento y con un horizonte B corto. En las laderas muy empinadas hay suelos litosoles; mientras que en el fondo de los valles los suelos son de origen aluviónico generalmente ácidos. Las tierras en el valle son aptas para cultivo limpio de calidad media, con limitaciones de suelo y clima; empero también son tierras para cultivos permanentes con limitaciones de erosión. Estos valles son utilizados para el cultivo de maíz, yuca, papaya, plátano y criando ganado vacuno.

En las zonas de mayor pendiente a ambas márgenes del río Marañón y cercanas a la estación 6 hay tierras de protección dada su fragilidad de sufrir erosión. En estas zonas se realizan explotación forestal generalmente cerca a poblados donde el aprovechamiento del recurso se hace sin criterio técnico, aunque algunos extractores de madera cuentan con permiso de extracción forestal otorgado por la Dirección Forestal y Fauna del Ministerio de Agricultura. Sin embargo, no hacen la verificación para constatar que el extractor reponga el recurso.

5. Clima – Estación 5
Presenta una humedad máx. de 95.83%, humedad mínima de 70%, precipitación de 7.16 mm diarios, temperatura máxima de 30.67 °C y temperatura mínima de 21,36°C.

6. Ecosistemas - Estación 6
"Se ubica en la zona de vida bosque muy húmedo Premontano Tropical, el cual es transicional al bosque pluvial premontano Tropical.

De acuerdo al diagrama de Holdridge, en esta zona. de vida la biotemperatura media anual varía entre 17,0 y 22,5° C. El promedio de evapotranspiración potencial total por año varía entre 0,25 y 0,5 del promedio de precipitación, lo que hace que esta zona se ubique en la provincia de humedad per húmedo".

7. Flora
"Estación 5. *Las comunidades vegetales presentan una fisonomía heterogénea con alta predominancia de especies de poco diámetro, cuyo promedio se estima en 40 cm aproximadamente y alturas que no sobrepasan los 20 m, salvo raras excepciones; estando condicionadas por las características del suelo. En la mayoría de los casos se presenta una vegetación tupida.*

En cuanto al potencial aprovechable, no ha sido posible obtener cifras del volumen maderable; sin embargo, de manera referencial se ha constatado la extracción selectiva de especies más valiosas como cedro, caoba, tornillo, ishpingo, moena, cumala, etc. las mismas que fueron utilizadas para dar abastecimiento a la infraestructura de la Estación 5.

La extracción de especies potencialmente aprovechables se va incrementado peligrosamente como es el caso de la uña de gato (Unea ria spp.), chuchuhuasi (Banisteriopsis sp.), clavohuasca (Tynanthus sp.), sangre de grado (Croton sp.), entre otras".

"Estación 6. La vegetación natural de la zona es siempre verde con presencia de lianas, bejucos y epífitas'de la familia de las bromaliáceas. En las áreas de bosque menos intervenidas es posible diferenciar cuatro estratos: dominantes, codominantes, suprimidos y oprimidos.

Los bosques en esta zona presentan una composición florística heterogénea, con alto número de especies por unidad de área. El componente forestal, según el Mapa Forestal del Perú, está atalogado como bosque de colina clase 111, el cual se encuentra prácticamente en el límite entre el bosque productivo y el marginal o de protección.

Las especies forestales. comerciales que caracterizan esta zona y que por tanto son las más explotadas, incluyen a las oenas pertenecientes a los géneros *Aniba, Ocotea* y *Persea,* tornillo *(Cedrelinga catenaeformis)* cedro *(Cedrela odorata),* cumala *(Virola* sp.), nogal *(Juglans neotrópica),* caña brava *(Guadua* sp.), sangre de grado *(Croton* sp.), uña de gato *Uncaria* sp.), entre otras. En la asociación existen además palmeras de varias especies, así como también ciertos helechos terrestres y arbóreos".

8. Fauna

*"**Estación 5.** La fauna del lugar se encuentra bastante intervenida. por la creciente demanda ocasionada por los habitantes de los pueblos de Saramirisa, Félix Flores y otros, cuyo incremento poblacional va en aumento, practicando la caza de mamíferos mayores y aves. En la actualidad para obtener "carne de monte" es necesario desplazarse a distancias considerables.*

Los animales más frecuentes son: la huangana, sajino, venado, añuje, majaz, armadillo, puerco espín, tigrillo, otorongo, sachavaca, conejo silvestre, cotomono, huapo colorado, mono negro, mono blanco, pichico, mono choro, maquisapa, etc. variedad de ofidios y quelonios. Entre las aves destacan: paucar, puca cunga, loros, pericos, pája'ro carpintero, catalán, guacamayo, entre otros.

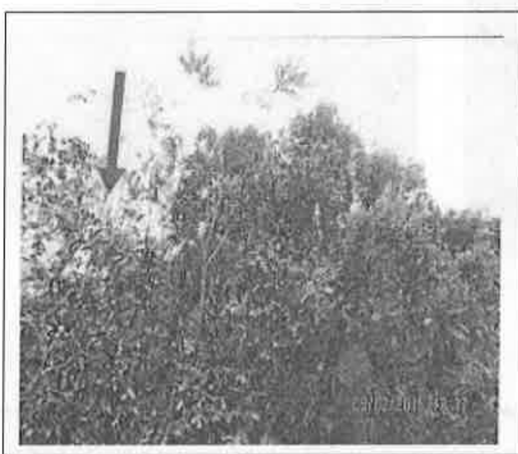
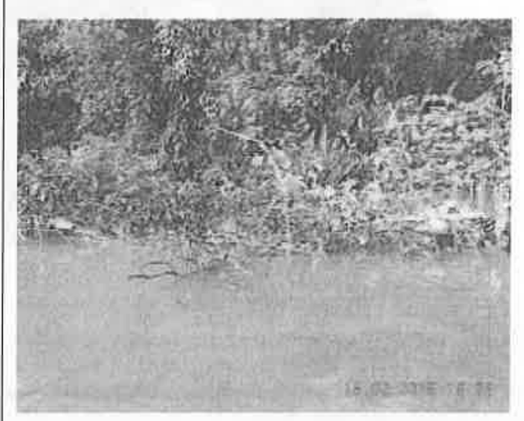
La fauna acuática es abundante en número de especies y formas de vida, por lo que hasta la actualidad el medio ofrece cantidades suficientes para la demanda de la población. Los peces más comunes son: carachama, zúngaro, saltón, dorado, doncella, boquichico y otros".

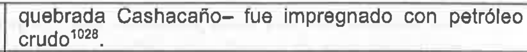
"Estación 6. Citamos la presencia de los siguientes mamíferos: venado, huangana, sajino, sachavaca, majaz, añuje, armadillo, ronsoco *y* monos; muchas especies de aves, reptiles, peces, insectos (especialmente coleópteros *y* epidópteros).

Estudios recientes de Emons y Pacheco "(com. personal 1994), revelan la existencia de más de cien especies de mamíferos en la zona de Amazonas *y* Ortega (1991) registra 140 especies de peces en el río Marañón y veinte en el
Alto Comaina, siendo las más conocidas: la caracharna, sardina, chambira, boquichico, macana, mojarra, sábalo y bagre.

Pobladores de la zona cercana a la estación también refieren la presencia de peces cíclidos *y* crustáceos (camarones)".

Anexo 19: Fotografías que acreditan el impacto de la vegetación en el área de afectación del derrame de Morona.

	
En la fotografía se puede observar que los árboles y arbustos ubicados en el punto de falla del ducto	En la fotografía se puede apreciar que el herbazal hidrofítico –hierbas que crecen en la ribera de la

fueron impregnados con petróleo crudo, alcanzando 8 metros de altura[1027].	quebrada Cashacaño– fue impregnado con petróleo crudo[1028]. 
	
Vista aérea del punto de falla de la progresiva km 206+035 del ORN, la cual evidencia que la vegetación arbórea fue impregnada con petróleo crudo, a consecuencia del derrame, y que dicha vegetación se encuentra bajo una zona inundable[1029].	La fotografía muestra que la vegetación arbustiva ubicada en el punto de falla del ORN fue totalmente impregnada con petróleo crudo, la cual se encuentra, además, en una zona inundable[1030].
	
La fotografía corresponde al punto de falla del progresivo km 206+035 del ORN, donde se evidencia que la zona adyacente al DDV es un área inundable[1031].	La fotografía muestra la margen derecha del DDV del ORN, donde se evidencia que especies de brinzal[1032] fueron afectadas por petróleo crudo[1033].
	

1027 Página 319 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1028 Página 319 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1029 Página 507 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1030 Página 525 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

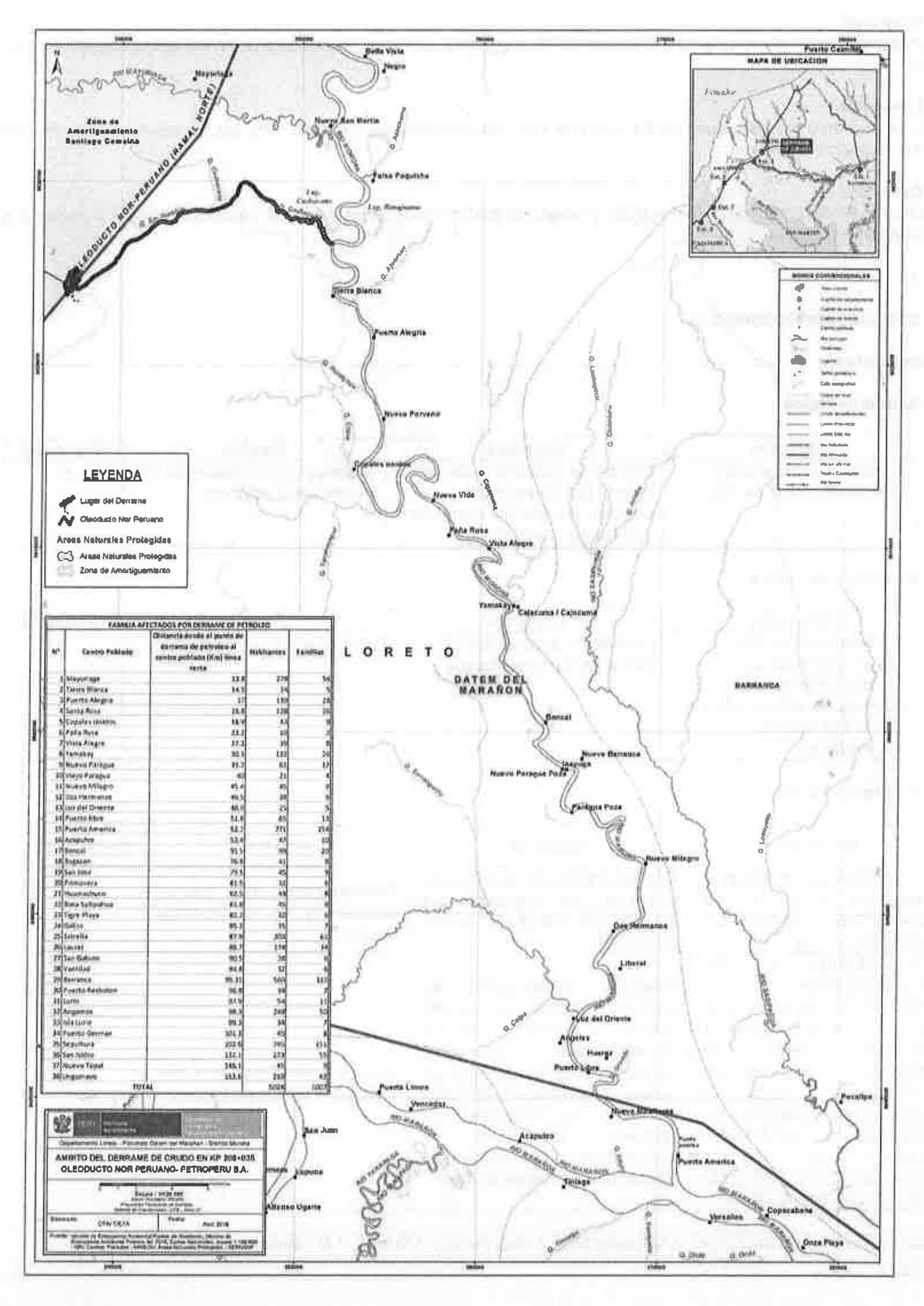
1031 Página 527 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1032 Plantitas que nacen en lo rodales de los montes procedentes de semillas caídas naturalmente de los árboles. Font Quer, P. Diccionario de Botánica. Labor. Brcelona – Buenos Aires. 1977, pp. 151.

1033 Página 531 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

La fotografía muestra que la margen derecha del DDV del ORN es una zona inundable, cuya vegetación ha sido afectada por el petróleo crudo[1034].	La fotografía muestra que la vegetación de herbazal hidrofítico está impregnada con petróleo crudo, el cual fue transportado por las aguas contaminadas de la quebrada Cashacaño[1035].

Anexo 20: Ubicación del ámbito del derrame de crudo en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP



1034 Página 531 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

1035 Página 553 del documento digitalizado denominado "Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

Anexo 21: Criterios de evaluación y priorización en el ambiente físico, biológico y humano en el PAMA del ONP

"II. Impactos y excepciones
B. Criterios de Evaluación y Priorización

1. Magnitud
La magnitud está relacionada con el caudal del flujo portador, así como la concentración del contaminante en este flujo.

2. Extensión
Implica el área o volumen que resulta por la emisión del contaminante y que se mide por los efectos en el ambiente físico, biológico y humano.

3. Gravedad
Implica el efecto combinado de magnitud y extensión para considerar los aspectos socio-económicos y de salud que se vean afectados.

(...)

D. Impactos ambientales (...)

Sector oriente

a) Ambiente físico

Situación	Impactos	Efectos	Gravedad
7. Riesgo de rotura de tubería en cruce de ríos	Riesgo de contaminación de riveras por derrame de petróleo por posible rotura de tubería en cruce de ríos.	Desequilibrio y alteración del ecosistema acuático.	4

b) Ambiente biológico

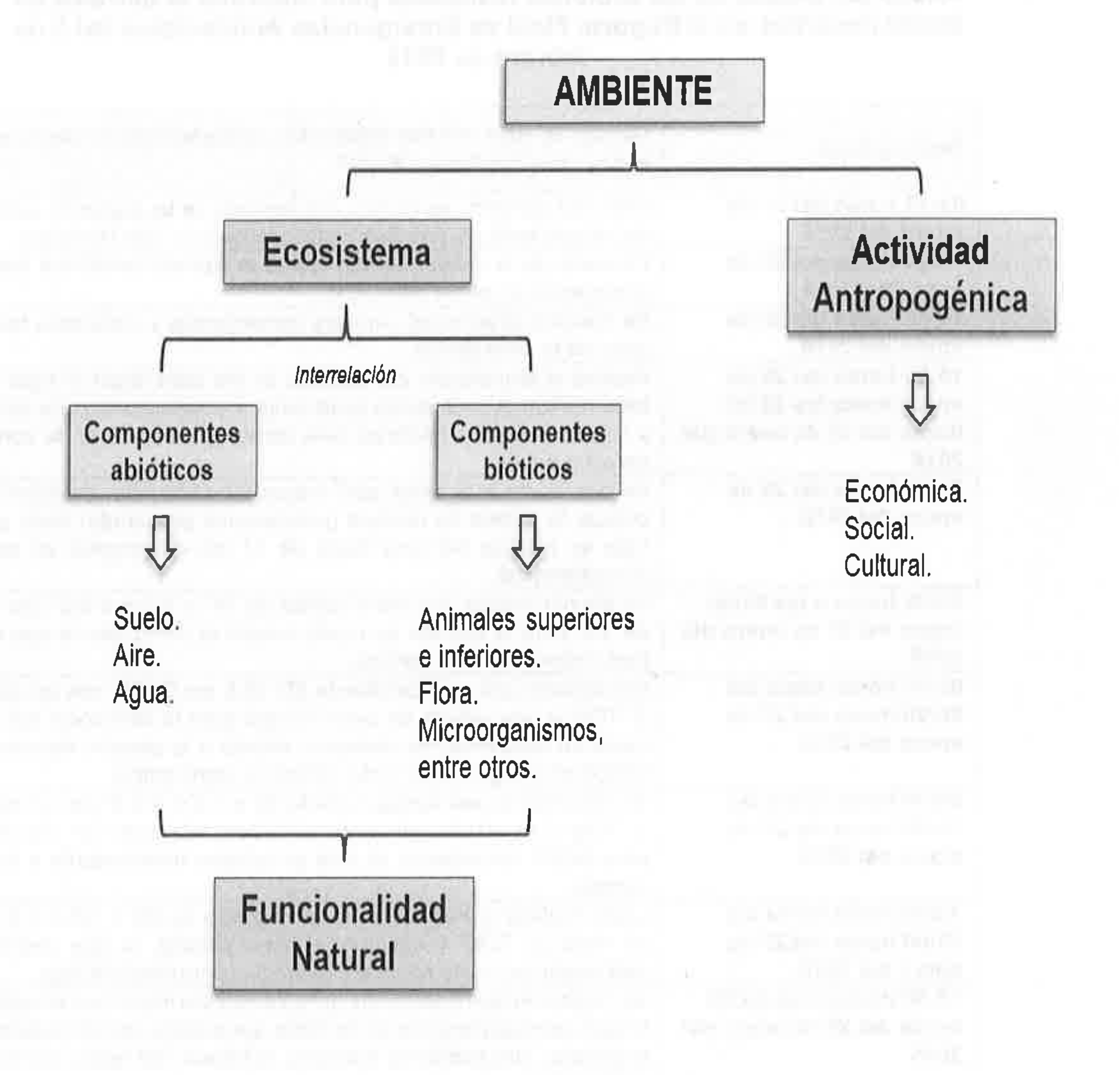
Situación	Impactos	Efectos	Gravedad
8. Necesidad de una mayor coordinación intersectorial para el cuidado de la flora y fauna con las entidades involucradas	Afectación al ecosistema circundante a estaciones	Desequilibrio ecológico	4

c) Ambiente humano

Situación	Impactos	Efectos	Gravedad
11. Maniobras de carga y descarga (...) y de combustible (todas las estaciones) (...).	Contaminación de ríos, cochas y riveras por maniobras sin equipos de mitigación contra derrames.	Desequilibrio del hábitat silvestre y de la biomasa acuática.	4
12. Retraso en los mantenimientos preventivos, especialmente en lo que se refiere a limpieza interna de tanques, a sistema de puesta a tierra y pararrayos, sistema de drenajes y recolección, pintado de tanques corroídos y mantenimiento de válvulas principales.	Posible contaminación de suelos por fugas de petróleo debido al retraso en el mantenimiento preventivo especialmente en lo que se refiere a sistemas de drenajes y recolección, reparación de tanques (corroídos) y mantenimiento de válvulas y accesorios en líneas de flujo.	Cambios de calidad de suelo y daños a la infraestructura.	3

Categorización de impactos: 5 Catastrófico, 4 Muy Grave, 3 Grave, 2 Moderado y 1 Leve
(...)

Anexo N° 22: Gráfico del alcance de concepto de ambiente





Anexo 23: Detalle de las acciones realizadas para controlar el derrame en Imaza descritas en el Reporte Final de Emergencias Ambientales del 5 de febrero de 2016

Fecha y hora	Detalle de las acciones realizadas para controlar el derrame en el Km 440+781 Tramo II ONP
09:46 horas del 25 de enero del 2016	Inicio del derrame, se recibió una llamada de un lugareño, avisando del afloramiento de petróleo en la localidad de Villa Hermosa.
10:00 horas del 25 de enero del 2016	Personal de la unidad Mantto recibe la llamada telefónica sobre la emergencia en el km 440+781.
14:00 horas del 25 de enero del 2016	Se movilizó al personal, equipos herramientas y materiales hasta la zona de la emergencia.
16:00 horas del 25 de enero hasta las 22:00 horas del 26 de enero del 2016	Realizó el empalizado del derecho de vía para llegar al lugar de la falla, realizar la excavación de la zanja, los trabajos de corte del talud y la instalación de barreras para contener el crudo en la zona del derecho de vía.
22:00 horas del 26 de enero del 2016	Se descendió a la zanja para inspeccionar la falla, desistiendo de colocar la estaca de madera (previamente preparada) dado que la fuga se produjo por una fisura de 11 cm de longitud en sentido circunferencial.
00:00 horas a las 03:00 horas del 27 de enero del 2016	Se intenta instalar una semi camisa de 36" x 1.0 m x 0.5" con o'ring de 3/8, pero la presión de crudo rompió el o'ring, por lo que no se pudo colocar la semi camisa.
03:00 horas hasta las 08:00 horas del 27 de enero del 2016	acondicionó una semicamisa de 36" x0.5 mx 0.375" con un niple de 2" TDW y una válvula de paso integral para la derivación del crudo hacia un recipiente; no obstante, debido a la presión del crudo se rompió el o'ring y no se pudo colocar la semicamisa.
08:00 horas hasta las 15:00 horas del 27 de enero del 2016	se acondicionó una semicamisa de 36" x 1.0 m x 0.5" con un niple de 2" TDW y se instala una empaquetadura fabricada con plancha de jebe de3/8" de espesor, el cual se adhiere internamente a la semi camisa.
15:00 horas hasta las 18:00 horas del 27 de enero del 2016	Logró realizar el montaje de la semicamisa de 36" x 1.0 m x 0.5 con un niple 2" TDW y válvula de paso integral, lo que permitió la derivación del crudo hacia un *fast tank*, controlando la fuga.
18:00 horas a las 24:00 horas del 27 de enero del 2016	se mejoraron las condiciones de la zanja para iniciar con el soldeo de la semi camisa (limpieza de la zanja, excavación de 0.8 m debajo de la tubería, instalación de tablones, entubado del talud, barreras de contención.
Desde las 00:00 horas hasta las 07:15 horas del 28 de enero del 2016	Se realizó el soldeo de la semicamisa.
7:15 horas del 28 de enero del 2016	Cerró la válvula de paso integral instalada sobre la semicamisa, logrando detener la fuga de crudo por la válvula de 2", lo que no limitó los trabajos de contención realizados en áreas colindantes.



Anexo 24: Centros educativos y centros de salud próximos al derrame en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP.

DATEM DEL MARAÑON

MORONA

Derrame Morona

MAPA DE UBICACION

LEYENDA

Locales Escolares

Centros de Salud

Derrame Morona

Oleoducto Nor Peruano

CENTROS EDUCATIVOS MAS CERCANOS A 25K

ID	CENTRO EDUCATIVO	CENTRO POBLADO	DISTANCIA (M)
1	62521	SHIMPI	19453
2	62161	NUEVA ALEGRIA	22794
3	62244	AJACIEN	14261
4	62301	CHAPIS	18374
5	82284	ORDPRETO	23416
6	[illegible]	[illegible]	[illegible]
7	PUERTO ALEGRIA	PUERTO ALEGRIA	17161
8	[illegible]	NUEVO PORVENIR	19860
9	[illegible]	PUERTO ALEGRIA	17105
10	[illegible]	TIERRA BLANCA	[illegible]
11	[illegible]	NUEVO SAN MARTIN	[illegible]
12	[illegible]	AJACHIN	[illegible]
13	[illegible]	EL BANCO	19007
14	[illegible]	CHAPIS	[illegible]
15	62720	CAPERNAUM	[illegible]
16	[illegible]	NUEVA VIDA	[illegible]
17	62744	BELLA VISTA	[illegible]
18	162	CHAPIS	16205

CENTROS EDUCATIVOS Y CENTROS DE SALUD PRÓXIMOS AL DERRAME EN EL KM. 206 + 035 DEL RAMAL NORTE DEL ONP

Anexo 25: Mapa de susceptibilidad a deslizamientos en áreas próximas al km 440+781 del tramo II del ONP.

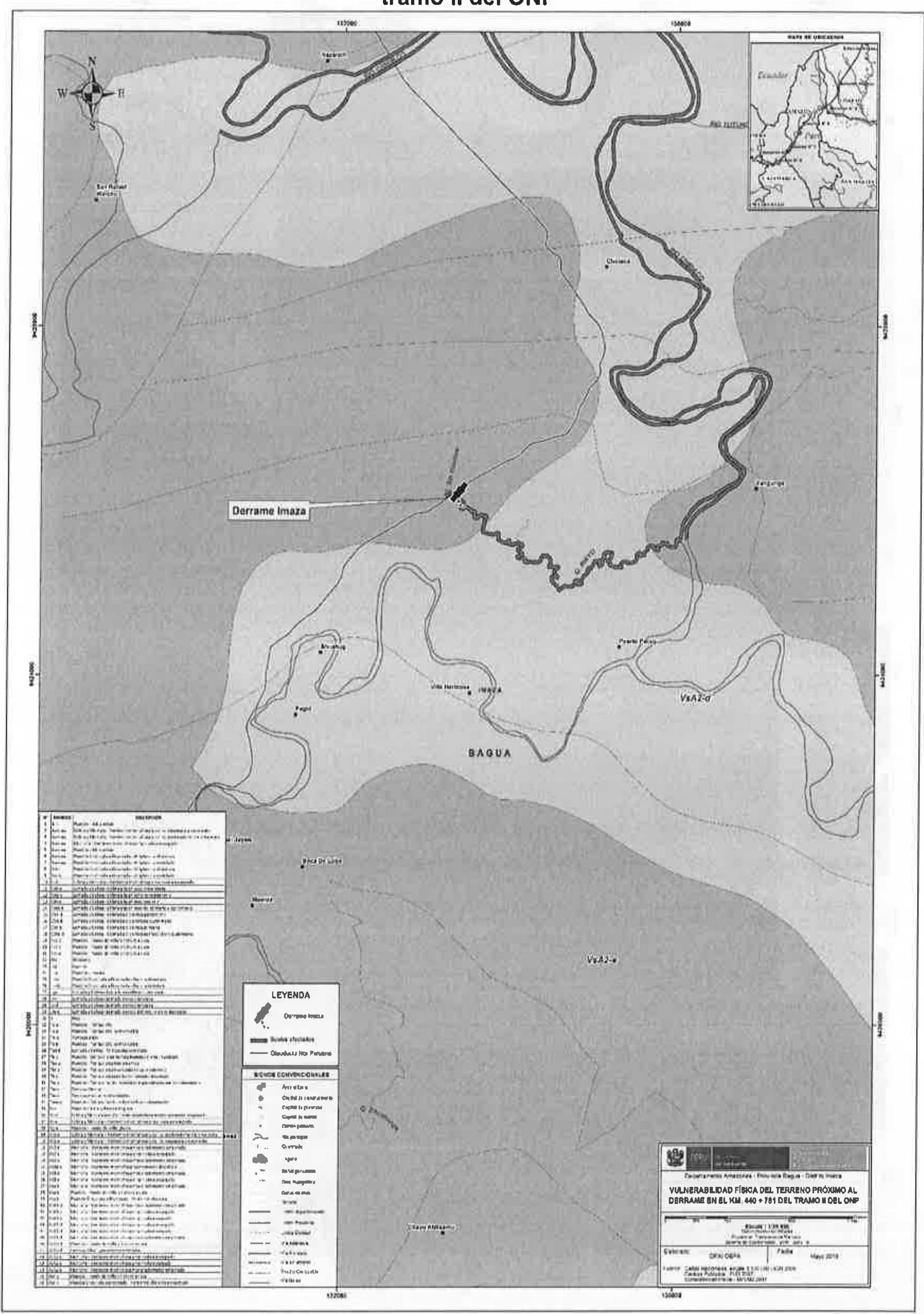
Derrame Imaza

LEYENDA

Muy alta

Anexo 26: Mapa de susceptibilidad a deslizamientos en áreas próximas al km 206+035 del Ramal Norte del ONP

Anexo 27: Vulnerabilidad física del terreno próximo al derrame en el km 440+781 del tramo II del ONP



Anexo 28: Vulnerabilidad física del terreno próximo al derrame en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP

Anexo 29: Mapa de Ecosistemas en el Distrito de Imaza

100000
150000
9500000
9450000
9400000
N
W
E
S
CONDORCANQUI
SAN IGNACIO
B-bY
B-ca
R
IMAZA
AMAZONAS
Vsec
B-mY
BAGUA
B-aY
Jal

LEYENDA
Derrame Imaza
Suelos afectados
Oleoducto Nor Peruano
Límite Departamental
Límite Provincial
Límite Distrital

ECOSISTEMAS EN EL DISTRITO DE IMAZA

ID	NOMBRE	SIMBOLO	COLOR	AREA (HA)	%
1	Bosque altimontano (Pluvial) de Yunga	B-aY		795.88	0.17
2	Bosque basimontano de Yunga	B-bY		396245.66	86.19
3	Bosque de colina alta	B-ca		25.26	0.01
4	Bosque montano de Yunga	B-mY		47831.57	10.40
5	Rio	R		5083.47	1.11
6	Jalca	Jal		375.74	0.08
8	Vegetación secundaria	Vsec		9373.49	2.04
	TOTAL			459731.10	100.00

Departamento Amazonas - Provincia Bagua - Distrito Imaza

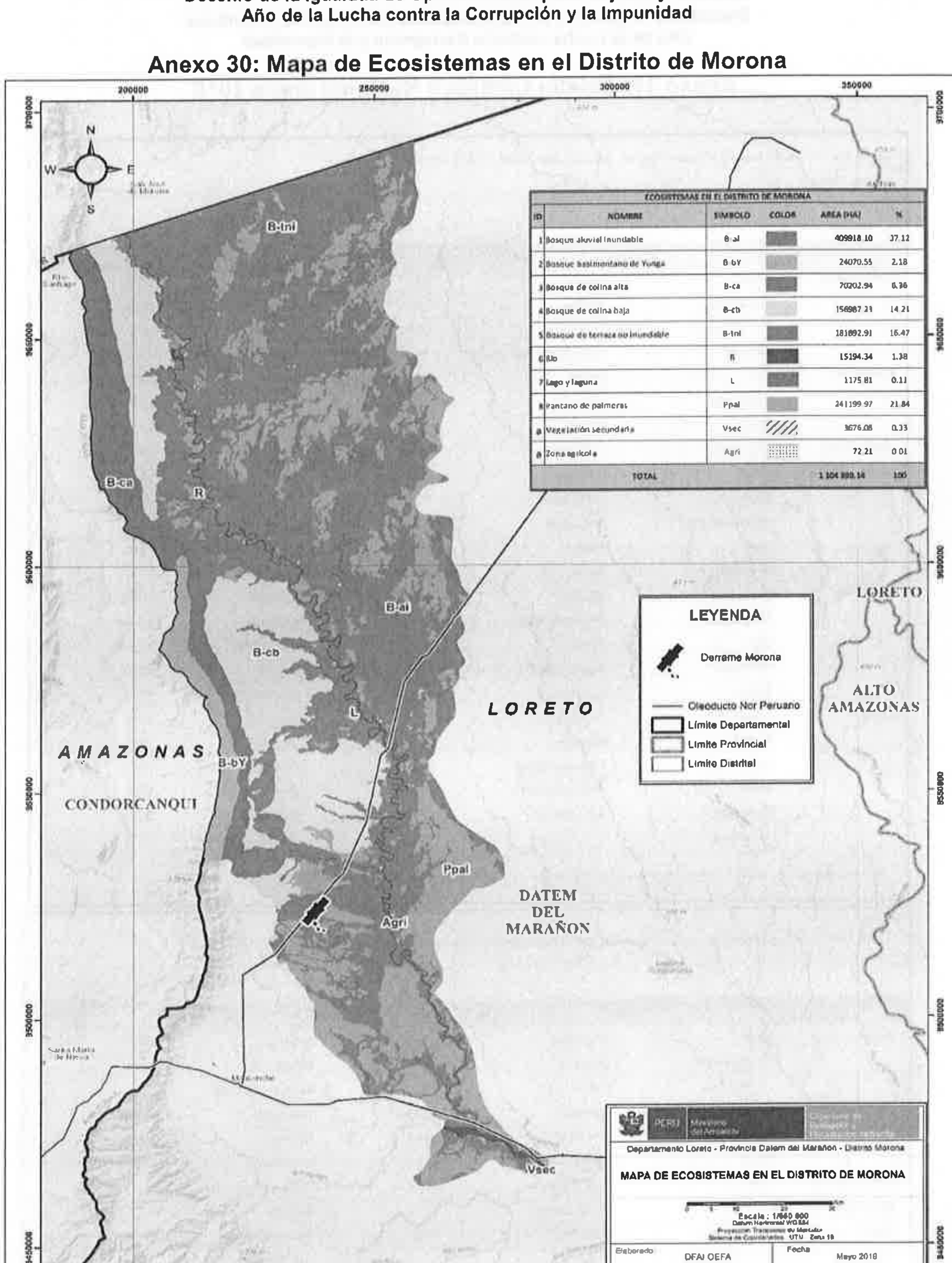
MAPA DE ECOSISTEMAS EN EL DISTRITO DE IMAZA

Escala : 1/350 000

Elaborado: DFAI OEFA | Fecha: Mayo 2019

Fuente: Cartas Nacionales, escala 1:100 000 - IGN 2006. Centros Poblados - INEI 2007. Ecosistemas - MINAM 2018

Anexo 30: Mapa de Ecosistemas en el Distrito de Morona



ECOSISTEMAS EN EL DISTRITO DE MORONA

ID	NOMBRE	SIMBOLO	COLOR	AREA (HA)	%
1	Bosque aluvial inundable	B-al		409918.10	37.12
2	Bosque basimontano de Yunga	B-bY		24070.55	2.18
3	Bosque de colina alta	B-ca		70202.94	6.36
4	Bosque de colina baja	B-cb		156987.21	14.21
5	Bosque de terraza no inundable	B-tnl		181892.91	16.47
6	Río	R		15194.34	1.38
7	Lago y laguna	L		1175.81	0.11
8	Pantano de palmeras	Ppal		241199.97	21.84
8	Vegetación secundaria	Vsec		3676.08	0.33
8	Zona agrícola	Agri		72.21	0.01
	TOTAL			[illegible]	100

Anexo 31: Boletín Climático Nacional enero 2016

Tabla 10. Deficiencias de precipitación en algunas localidades del país durante enero 2016

SECTOR	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	ALTITUD (MSNM)	ESTACIÓN	ANOMALÍA (%)
Costa norte	Piura	Talara	252	El Alto	100%
	La Libertad	Trujillo	30	Trujillo	100%
	Lambayeque	Chiclayo	180	Oyotún	80%
	Tumbes	Contralmirante Villar	159	Cañaveral	80%
Costa sur	Ica	Palpa	340	Palpa	100%
	Arequipa	Caravelí	20	Punta Atico	100%
	Tacna	Tacna	545	Jorge Basadre	90%
Sierra norte	Cajamarca	Contumazá	2610	Contumaza	34%
Sierra centro	Lima	Cañete	721	Pacarán	100%
	Ancash	Bolognesi	3382	Chiquián	90%
	Huancavelica	Angaraes	3513	Lircay	65%
	Junín	Yauli	4479	Marcapomacocha	65%
	Huánuco	Ambo	3060	San Rafael	65%
Sierra sur	Arequipa	Caravelí	1779	Caravelí	100%
	Moquegua	Mariscal Nieto	2091	Yacango	100%
	Ica	Pisco	844	Huancano	100%
	Ayacucho	Paucar del Sara Sara	2652	Pauza	100%
	Tacna	Candarave	3435	Candarave	97%
Selva	San Martín	Bellavista	247	Bellavista	97%
	Loreto	Maynas	96	San Roque	70%
	Amazonas	Chachapoyas	2450	Chachapoyas	60%
	Junín	Chanchamayo	1061	San Ramón	60%
	Cajamarca	San Ignacio	1528	Chirinos	50%
	Amazonas	Utcubamba	410	Bagua Chica	40%

[1] En la región andina tropical, la variabilidad normal de las lluvias varían en un rango de +/- 15% (SENAMHI, 2012)

Tabla 11. Excesos de precipitación en algunas localidades del país durante enero

SECTOR	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	ALTITUD (MSNM)	ESTACIÓN	ANOMALÍA (%)
Costa norte	Piura	Morropón	109	Morropón	> 100%
	Lambayeque	Chiclayo	67	Sipan	> 100%
	La Libertad	Pacasmayo	106	Talla (Guadalupe)	70%
Sierra norte	Lambayeque	Ferreñafe	2660	Incahuasi	> 100%
	Cajamarca	San Miguel	2424	Niepos	> 100%
	Piura	Huancabamba	2142	Huarmaca	> 100%
Sierra central	Junín	Huancayo	3186	Viques	30%
Sierra sur	Cusco	Quispicanchi	3150	Cay cay	30%
Selva	San Martín	Tocache	450	Tananta	40%

Anexo 32: Glosario de términos de la Resolución Directoral

N°	ABREVIATURA	SIGNIFICADO
1	LGA	Ley N° 28611, Ley General del Ambiente
2	Lineamientos para Medidas Correctivas	Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado mediante Resolución N° 010-2013-OEFA/CD
3	OMS	Organización Mundial de la Salud
4	Descargos al inicio	Descargos de Petroperú al inicio del PAS
5	Descargos a la variación	Descargos de Petroperú a la variación de cargos
6	Derrame de Imaza	Derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano
7	Derrame de Morona	derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano
8	ONP	Oleoducto Norperuano
9	Reporte Preliminar Imaza	Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales presentado el 25 de enero del 2016
10	Reporte Final Imaza	Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado el 5 de febrero del 2016
11	ANA	Autoridad Nacional del Agua
12	Reporte Preliminar Morona	Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales presentado el del 2016
13	Reporte Final Morona	Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado el del 2016
14	Informe de Supervisión Imaza 1	Informe de Supervisión Directa N° 633-2016- OEFA/DS-HID del 2 de marzo del 2016
15	Informe Complementario Imaza	Informe Técnico Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID del 12 de abril del 2016
16	ITA Imaza	Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS del 2 de marzo del 2016
17	Informe de Supervisión Morona 1	Informe de Supervisión Directa N° 632-2016- OEFA/DS-HID del 2 de marzo del 2016
18	ITA Morona	Informe Técnico Acusatorio N° 190-2016-OEFA/DS del 2 de marzo del 2016
19	Informe Complementario Morona	Informe Técnico Complementario N° 1170-2016-OEFA/DS-HID
20	Supervisión Especial Morona 1	Supervisión especial del 6 al 11 de febrero de 2016 (Morona)
21	Supervisión Especial Morona 2	Supervisión especial del 14 al 18 de febrero de 2016 (Morona)
22	Supervisión Especial Imaza 1	Supervisión especial del 27 al 29 de enero de 2016 (Imaza)
23	Supervisión Especial Imaza 2	Supervisión especial del 13 al 17 de febrero de 2016 (Imaza)
24	DIRESA Amazonas	Dirección Regional de Salud del Gobierno Regional de Amazonas
25	DIRESA Loreto	Dirección Regional de Salud del Gobierno Regional de Loreto
26	TFA	Tribunal de Fiscalización Ambiental
27	TUO de la LPAG	Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 004-2019-JUS
28	SFEM	Subdirección de Fiscalización en Energía y Minería

29	DFAI	Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos
30	Informe de Evaluación N° 1	Informe N° 135-2016-OEFA/DE-SDCA
31	Informe de Evaluación N° 2	Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA
32	ROF de OEFA	Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM
33	Ley del SINEFA	Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental
34	SANIPES	Organismo Nacional de Sanidad Pesquera
35	OD Amazonas	Oficina Desconcentrada de Amazonas del OEFA
36	OD Loreto	Oficina Desconcentrada de Loreto del OEFA
37	Guía para ERSA	Guía para la elaboración de estudios de Evaluación de Riesgos a la Salud y el Ambiente (ERSA) en sitios contaminados, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 034-2015-MINAM
38	INDECI	Instituto Nacional de Defensa Civil
39	INEI	Instituto Nacional de Estadística
40	ERSA-IMAZA-ERM	Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Oleoducto Norperuano
41	ORN	Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano
42	RSD de variación	Resolución Subdirectoral N° 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM
43	RSD de inicio	Resolución Subdirectoral N° 2057-2018-OEFA/DFAI-SFEM
44	ECA 3	Estándares de Calidad Ambiental para agua, Categoría 3, Riego de Vegetales y Bebida de Animales, Sub Categoría D1: Vetegales de Tallo Bajo y Alto y Subcategoría D2: Bebida de Animales, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2015-MINAM
45	ECA 4	Estándares de Calidad Ambiental para agua, Categoría 4, Conservación del Ambiente Acuático, Sub Categoría E2, Ríos Selva, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2015-MINAM
46	LAMOR	Larsen Marine Oil Recovery Perú
47	TPH	Hidrocarburos Totales de Petróleo
48	MINAGRI	Ministerio de Agricultura y Riego
49	HAP	Hidrocarburos Aromáticos de Petróleo
50	COEN	Centro de Operaciones de Emergencia Nacional
51	Informe de Supervisión Imaza 2	Informe de Supervisión N° 3340-2016-OEFA/DS-HID
52	Informe de Supervisión Morona 2	Informe de Supervisión N° 3322-2016-OEFA/DS-HID
53	PAMA del ONP	Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del ONP
54	Reglamento de la Ley del SEIA	Reglamento de la Ley Nº 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 019-2009-MINAM
55	Ley del SEIA	Ley Nº 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
56	Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP	Modificación del Impacto N° 19 del PAMA, aprobada mediante la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003.
57	MINEM	Ministerio de Energía y Minería
58	DDV	Derecho de Vía

59	OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
60	LGS	Ley N° 26842, Ley General de Salud
61	RLTM	Reglamento de la Ley de Trabajo Médico, aprobado mediante Decreto Supremo N° 024-2001-SA
62	LOASRN	Ley N° 26821, Ley Orgánica para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales
63	Acta de Supervisión Morona N° 1	Acta de Supervisión S/N del 11 de febrero de 2011, correspondiente a la supervisión especial del 6 al 11 de febrero de 2016 (Morona)
64	Descargos al IFI	Descargos de Petroperú al Informe Final de Instrucción
65	DE	Dirección de Evaluación
66	SERFOR	Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre
67	Informe oral del 8 de julio del 2019	Audiencia de informe oral del 8 de julio del 2019
68	Informe SERFOR	Informe Técnico N° 30-2016-SERFOR/DGIOFFS-DIV
69	Escrito Complementario 2018	Escrito complementario del 12 de julio del 2018
70	SCC	Stress Corrossion Cracking
71	LFFS	Ley N° 29763, Ley Forestal y de Fauna Silvestre
72	ATSDR	Agency for Toxic Substances and Disease Registry
73	Guía PDS	Guía para la Elaboración de Planes de Descontaminación de Suelos
74	DICAPI	Dirección General de Capitanías y Guardacostas
75	RPAAH	Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM
76	SANIPES	Organismo de Sanidad e Inocuidad Pesquera del Ministerio de la Producción
77	IFI	Informe Final de Instrucción N° 631-2019-OEFA/DFAI/SFEM
78	Alegatos finales N° 1	Escrito S/N, presentado el 12 de julio de 2019, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-068174
79	Alegatos finales N° 2	Escrito S/N, presentado el 12 de julio de 2019, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-068178
80	Alegatos finales N° 3	Escrito S/N, presentado el 12 de julio de 2019, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-068200
81	Alegatos finales N° 4	Escrito S/N, presentado el 12 de julio de 2019, ingresado mediante Registro N° 2019-E01-068208
82	Ley General de Salud	Ley N° 26842, Ley General de Salud
83	GORE Amazonas	Gobierno Regional de Amazonas
84	Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM	Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM que aprueba los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo
85	Decreto Supremo N° 002-2014-MINAM	Decreto Supremo N° 002-2014-MINAM, que aprueba disposiciones complementarias para la aplicación de los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo
86	Acta de Supervisión Imaza 1	Acta de Supervisión S/N del 27 de enero de 2011, correspondiente a la supervisión especial del 27 al 28 de enero de 2016 (Imaza)
87	OASIS	Servicios General "OASIS" E.I.R.L.



